

**DELIBERATION DU COMITE SYNDICAL
SEANCE DU VENDREDI 20 MAI 2022**

APPROBATION DU CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE L'EXERCICE 2018

L'an deux mille vingt-deux, le vendredi 20 du mois de mai à dix-huit heures, le Comité syndical du Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe, dûment convoqué s'est réuni à la salle des délibérations du syndicat sous la présidence de Monsieur Daniel DULAC, le président, pour délibérer sur les questions inscrites à l'ordre du jour de la présente assemblée syndicale.

	TITULAIRES		Présents		Abs, exc		SUPPLEANTS		Présents		Abs, exc	
1	DAVID	Pierre-Emile			X		HOUBLON	Christine				
2	MERIDAN	Didier			X		CELIGNY	Jean-Luc				
3	DELTA	Edouard			X		BELIA	Georges				
4	BERAL	Olga	X				ELEORE	Jean-Pierre				
5	EUSTACHE	Fred	X				MOUSSE	Tony				
6	CHALUS	Ary			X		BERNADOTTE	Denis				
7	BABEL	Francis	X				LICIUS	Romain				
8	FAIRFORT	Éric			X		BABEL	Fred				
9	ATALLAH	André			X		ISSA	Jean-François				
10	PETRO	Sonia			X		REJON	Philippe				
11	ABELLI	Thierry			X		COÉZY	Georget				
12	ABSALON	Kévin			X		SIBA	Denise				
13	ZOZO	Gaby			X		DORVILLE	Murielle				
14	JOSPITRE	Christian			X		BALON	David				
15	OPET	Ghislaine			X		PHILETAS	Christina				
16	VALLUET	Anselme			X		MOUILA	Gladys				
17	BERCHEL	Jean-Marie			X		PIOCHE	Mireille				
18	LANDRY	David			X		ROSEAU	Fabrice				
19	CORNET	Cédric			X		FRAIR	Jules				
20	DAMO	Jimmy			X		BEAUPERTHUY	Emmery				
21	ERDAN-DESCOTEAUX	Nicole	X				DI RUGGIERO	Patrick				
22	POMPILIUS	Anaïs			X		DI RUGGIERO	Nicole				
23	EMMANUEL	Félix	X				SAHAI	Serge				
24	BROCHANT	Patrick			X		TARER	Philippe				
25	MARICEL	Arthur	X				SAPOTILLE	Jocelyn				
26	COMBES	Yvon	X				BEAUZOR	Lucien				
27	MAES	Jean-Claude			X		ETZOL	Maryse				
28	HEGESIPPE	Jean-Marc			X		TOTO	Joel				
29	MANNE	Éric			X		DANQUIN	Alberte				
30	LUSINE	Jacqueline			X		EMMANUEL	Anaïs				
31	DULAC	Daniel	X				PELAGE	Patrick				
32	ARMOUGOM	Betty			X		LOQUES	Rose-Marie	X			

	TITULAIRES		<i>Présents</i>	<i>Abs, exc</i>	SUPPLEANTS		<i>Présents</i>	<i>Abs, exc</i>
33	DEZAC	Philippe	X		COQUITTE	Richard	X	
34	CHICOT	Eddy		X	LUCE	Fabrice		
35	CHERALDINI	Laurent	X		VERSIN	Rony		
36	KINDEUR	Ornella		X	MORDIER	Rose-Lise		
37	DURIMEL	Harry		X	PELLECUIER	François		
38	GALVANI	Tania		X	LOUIS	Jimmy		
39	ELIZABETH	Camille	X		PHIBEL	Christine		
40	MELANE	Merlin		X	FAMIBELLE	Roselise		
41	MOUNSAMY	Olivier	X		ZEMBAMA	Rodrigue		
42	MOUSTACHE-MAYEKO	Alin		X	BOUDHOU	Dimitri		
43	VERGE-DEPRE	Yves	X		RANCÉ	Rangy		
44	LAVAURY-BOSC	Jean-Pierre	X		BON	Pascal		
45	LATCHOUMANIN	Éric		X	KANDASSAMY	Marcel	X	
46	COUPPE DE K/MARTIN	Georges		X	NARDIN	Georges		
47	CRAIL	Christophe	X		DELOS	Sylvie		
48	REPIR	Jimmy		X	MAURIELLO	Edmée		
49	LORIDON	Eddy	X		ABELA	Jean-Marie		
50	ALBERT	Richard		X	SEJOR	Nelly		
51	EZELIN	Jean-Claude		X	BRUDEY	Philippe		
52	PETIT	André	X		BEAUJOUR	M. Dany		
53	BRUDEY	Hilaire		X	ROGERS	Patrick		
54	FOY	Manon		X	DEHER	Gaëlle		
55	SACILÉ	Serge		X	LOSAT	Albert		
56	SARREAU	Alain	X		LAROCHELLE	Louis		
57	ANDRÉ	Héric		X	DELANNAY MALESPINE	Rosie		
58	MICHINEAU	Magloire		X	RÉNIA	Olivier		
59	LANCASTRE	Joel	X		BOULON	Ernan		
60	TOI	Yvon	X		BRESLAU	Nicolas		

Procurations : M. Joel LANCASTRE à M. Yvon TOI

Secrétaire de séance : M. Fred EUSTACHE

APPROBATION DU CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE L'EXERCICE 2018

Le Sy.MEG, autorité organisatrice du service public de l'électricité (AODE), à l'obligation de contrôler les missions qu'il a concédées à EDF-SEI dans le cadre du contrat de concession.

À la suite de la remise du compte-rendu d'activité du concessionnaire (CRAC) 2018, il exerce sa mission de contrôle au plus près des intérêts de ses communes membres en s'assurant que les engagements en termes de qualité du produit distribué et de services rendus aux usagers, correspondent au moins aux exigences du cahier des charges de concession.

Le contrôle, réalisé en Guadeloupe du 13 au 16 janvier 2020, a porté sur les thèmes suivants :

- Continuité et qualité de fourniture,
- Tarification des raccordements,
- Facturation des déplacements d'ouvrages,
- Evaluation de l'entretien et de la maintenance des ouvrages,
- Suivi des écarts d'inventaire,
- Analyse de la situation patrimoniale de la concession,
- Compte d'exploitation,
- Contrôle de la taxe sur la consommation finale d'électricité.

Le contrôle de concession a abouti à l'émission de rapports regroupés sous 3 items :

- Domaine technique et qualité de desserte de l'énergie,
- Domaine comptable et financier,
- Domaine clientèle.

Dans un premier temps, il convient de souligner la collaboration constructive des équipes d'EDF-SEI pour apporter des réponses aux demandes formulées par le Sy.MEG dans le cadre du contrôle de l'exercice 2018. Toutefois, il existe encore des biais pour lesquels le syndicat attend une amélioration lors des prochains contrôles.

Ainsi, les principaux sujets pour lesquels il est nécessaire de lever des incohérences ou apporter des réponses sont les suivants :

Sur le volet technique :

- Taux de réseaux HTA souterrain des câbles papiers imprégnés (CPI) élevés avec 7.1% (réseaux obsolètes).
- 50% des incidents HTA (très élevés) ont des causes d'origine inconnue, point à suivre au prochain contrôle.
- Manque de précisions sur la localisation des incidents sur les départs HTA.
- Un niveau de détail technique insuffisant pour juger de la pertinence des solutions proposées pour plusieurs cas de « raccordement soutirage ».

Sur le volet comptable :

- Dégradation pour la collectivité du solde des dettes et créances réciproques depuis à minima 5 exercices.
 - La composante « amortissement du financement concédant » est sous-évaluée.
 - La composante « provision pour renouvellement » est sous-évaluée
- Incohérence sur les tableaux de flux de PR 2017 et absence de décomposition des dots/reprises par type d'ouvrage.
- Augmentation du taux d'accroissement global des ouvrages depuis à minima 5 exercices.
- Arbitrage OPEX/CAPEX sur les 7 M€ de dépenses d'EDF-SEI liés aux passages des cyclones IRMA et MARIA.
- Cohérence des bases impossibles sur les ouvrages « non localisés » ainsi que sur les postes HTA/BT et les transformateurs HTA/BT.

Enfin, plus globalement, ce rapport a pour objectif de nous donner une vision précise de l'état du patrimoine concédé et de sa gestion. Il a aussi pour vocation à rendre compte de la qualité des services apportés par le concessionnaire sur ses différents champs de compétences et de responsabilités. Mais surtout, d'évaluer la qualité des informations fournies par le concessionnaire dans son compte rendu d'activité (C.R.A.C)

Ce rapport a été présenté au concessionnaire le 26 novembre 2020.

ANNEXE :

- La note de synthèse et le tableau de bord de la concession,
- L'analyse des raccordements en soutirage et en injection,
- L'évaluation de la continuité de fourniture,
- L'évaluation de la qualité de tension,
- Le rapport de cohérence de l'inventaire,
- Le rapport comptable,
- Le compte d'exploitation,
- Le rapport de la visite de terrain.

APPROBATION DU CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE L'EXERCICE 2018

Vu l'article L.22224-31 du Code Général des Collectivités Territoriales,

Vu le décret n° 2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte - rendu d'activité du concessionnaire,

Vu la présentation du rapport à la commission contrôle de concession et CSPL,

Vu le rapport du contrôle de concession de l'exercice 2018,

Vu l'absence d'observation du concessionnaire EDF-SEI,

Vu l'article 10 de la loi n°2021-1465 du 10 novembre 2021 portant diverses dispositions de vigilance sanitaire, les règles dérogatoires propres aux assemblées délibérantes sont prorogées jusqu'au 31 juillet 2022, conformément à l'article 6 de la loi n° 2020-1379 du 14 novembre 2020.

Le comité syndical, après en avoir délibéré par,

Voix pour	23
Abstentions	0
Voix contre	0

DECIDE :

Article 1 : D'approuver le rapport du contrôle de la concession de l'exercice 2018.

Article 2 : D'autoriser le Président à mettre en œuvre les actions nécessaires afin de poursuivre l'amélioration des indicateurs révélés lors du contrôle de la concession 2018.

Article 4 : La présente délibération peut faire l'objet d'un recours pour excès de pouvoir devant le Tribunal Administratif dans un délai de deux mois à compter de sa publication et de sa réception par le représentant de l'Etat.

Signé le mercredi 01 juin 2022
Président
DULAC Daniel



ANNEE 2018

CONTROLE DE LA CONCESSION

Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe



Note de synthèse du tableau de bord de concession

Exercice 2018

juillet 2020

Version 1

Sommaire

Retour sur les échanges avec le concessionnaire	2
Domaine technique	3
Périmètre de la concession.....	3
Le réseau HTA et l'amont.....	4
Le réseau BT et l'aval	6
La continuité d'alimentation.....	8
La qualité de tension sur les réseaux.....	10
Les dépenses d'investissements et d'entretien-maintenance	11
Domaine comptable et financier	12
Le patrimoine comptable de la concession	12
Le résultat d'exploitation de la concession	13
Domaine clientèle.....	14
Les usagers de la concession	14
Qualité des services	14
Les réclamations enregistrées par EDF SEI	14
Les usagers en difficultés financières	16

Retour sur les échanges avec le concessionnaire

Le Sy.MEG a signé le 28 janvier 2008 un contrat de concession pour 30 ans avec EDF SEI. La mission de contrôle du service public de la distribution et de la fourniture d'électricité portant sur l'exercice 2018 s'est déroulée dans les locaux du concessionnaire à Pointe-à-Pitre du 13 au 16 janvier 2020 en présence des représentants du Sy.MEG, du délégataire EDF SEI et d'AEC.

La mission avait pour objectif d'apporter des éclaircissements sur les données fournies par le concessionnaire dans les domaines technique, comptable et services aux usagers.

Une liste de demande de documents a été remise en octobre 2019 au concessionnaire préalablement à l'audit. Les éléments transmis en réponse par le concessionnaire étaient partiellement complets par rapport à la demande initiale du Sy.MEG. Ces éléments ont été reçus sur les mois de décembre 2019 et janvier 2020. Auparavant, le CRAC a été communiqué à AEC. À la suite de l'audit sur site de janvier 2020, le concessionnaire a remis ses réponses complémentaires aux divers points restés en suspens en mars et avril 2020.

L'audit comprenait également des analyses d'échantillons de dossiers (visites sur le terrain, fiches de poste, chantiers...), ces éléments ne sont pas évoqués dans ce document, des rapports spécifiques sur ces sujets ont été remis par ailleurs au Syndicat.

Pour rappel, cette obligation de communication est au demeurant expressément prévue dans l'article 32 du cahier des charges de la convention de concession aux termes duquel l'AODE peut notamment, à tout moment, prendre connaissance (dans le cadre d'un contrôle sur place ou sur pièce) de tout document technique ou comptable et ce sous peine d'application d'une pénalité.

La suite de la note de synthèse s'attachera à analyser les indicateurs clé de la concession du Sy.MEG, de faire un retour sur les réponses du concessionnaire aux enjeux associés et de proposer des pistes d'approfondissement à mener par l'AODE.

Domaine technique

Périmètre de la concession

La concession de distribution électrique du Sy.MEG concerne les 32 communes de la Guadeloupe, avec près de 220 000 usagers, et près de 400 000 habitants. Plus de 90% des usagers sont situés en zone rurale au sens du FACE, ainsi les **2 communes urbaines** (Pointe-à-Pitre et Basse-Terre) rassemblent près de 10% des usagers de la concession.

Pour rappel, l'article 2 du cahier des charges de la concession en vigueur stipule : « *Les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 63 000 Volts, qui seront établies par le concessionnaire avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du concessionnaire. Ils comprennent aussi les branchements visés à l'article 15 du présent cahier des charges (...)* ».

Les règles de classification des domaines de tension électrique prévoient, en courant alternatif :

- la Basse Tension (BT) est comprise entre 50 et 1 000 V ;
- la Haute Tension A (HTA, dite également Moyenne Tension) est comprise entre 1 000 V et 50 kV ;
- la Haute Tension B (HTB) est supérieure à 50 kV.

En Guadeloupe tout comme en Métropole, les tensions d'usages et de consignes sont en BT de 230 V en monophasé et 400 V en triphasé, de 15 ou 20 kV en HTA, et de 63 kV en HTB.

Cela permet de rappeler les limites du périmètre concessif. Les réseaux BT et HTA appartiennent bien au périmètre de la concession confiée à EDF SEI par le Sy.MEG, mais les réseaux HTB qui ont donc une tension qui dépasse les 63 kV prévus par le cahier des charges, ne sont pas en concession, et sont exploités par un gestionnaire de transport.

En métropole, Enedis exploite les réseaux BT et HTA ce qui correspond au périmètre délégué par les autorités concédantes, et RTE exploite les réseaux de transport HTB, donc hors concession.

Pour la Guadeloupe, la limite est moins marquée car le gestionnaire des réseaux de distribution et de transport est unique à savoir EDF SEI. De plus, ce gestionnaire est également concerné par l'exploitation des sites de productions électriques.

Cela signifie qu'EDF SEI doit uniquement considérer les réseaux de distribution pour produire les résultats présentés dans le CRAC et également pour produire les fichiers du contrôle de concession.

L'AODE n'est pas compétente au sens législatif, pour auditer les activités de production et de transport. En revanche, il est possible à titre informatif que le gestionnaire précise quelques éléments de ses activités hors concession, notamment afin d'expliquer leurs impacts potentiels sur les réseaux de distribution (par exemple : le Critère B, les installations de production, les dépenses d'investissement).

Le réseau HTA et l'amont

Sur l'exercice 2018 et comme en 2017, **14 postes sources** (PS) alimentent la concession (cela représente une puissance installée totale de 948 MVA) et ils sont bien-entendu tous situés sur la concession (cela est rarement le cas en métropole, car les PS peuvent être situés sur ces concessions limitrophes).

Les postes sources permettent de transformer la tension de 63 kV du réseau de transport (hors concession), au niveau de tension prévue pour les réseaux HTA de 20 kV (en concession), ils ont ainsi un rôle de points frontières du périmètre concessif.

Les postes sources alimentent les usagers de la concession *via* le **réseau HTA** dont le taux d'enfouissement s'établit à 75% sur le dernier exercice, soit un niveau très supérieur au taux moyen de 44% de la trentaine de concessions à taille départementale auditées par AEC en métropole. En outre, considérant la densité d'usagers relativement élevée sur le territoire du Sy.MEG (plus de 100 usagers par kilomètre de réseau HTA), le taux d'enfouissement de la concession se positionne au-dessus de la tendance observée.

Toutefois, ce taux reste à comparer à celui constaté sur d'autres concessions insulaires et il apparaît près de 9 points supérieur à celui de la Martinique, périmètre dont le contexte est très similaire à celui de la Guadeloupe, notamment en ce qui concerne la densité d'usagers et l'exposition aux aléas climatiques.

Les **taux d'enfouissement** les plus élevés sont visibles sur les communes de Pointe-à-Pitre et Terre-de-Bas avec 100% d'enfouissement (avec respectivement 37 km et 10 km de réseau HTA au total), ainsi que sur La Désirade, Basse-Terre, Baie-Mahault et Terre-de-Haut avec 97%.

A l'inverse, les communes dont le taux d'enfouissement HTA est le plus faible sont les suivantes :

- Anse Bertrand avec 40% ;
- Capesterre Marie Galante avec 42% ;
- Baillif avec 43%
- Vieux Habitants avec 48%.

Depuis 2014, la croissance moyenne observée du taux enfouissement HTA est de +1,55 points par an. En considérant cette trajectoire sur la concession, le taux d'enfouissement du réseau HTA s'établirait à plus de 85% à l'horizon 2025. L'objectif annoncé lors des précédents audits d'atteindre un taux d'enfouissement HTA de 85% à horizon 2033 serait donc respecté.

La concession compte encore à fin 2018 153 km de **réseau HTA souterrain qui sont des Câbles Papier Imprégné (CPI)**, en baisse de 2 km en 2018. Il s'agit de la 1^{ère} génération de câbles HTA souterrains posés dans les années 70 (la grande majorité a donc plus de 40 ans), et ces derniers présentent aujourd'hui des fragilités et des défaillances les rendant obsolètes (les données d'EDF ne permettent pas de présenter le taux d'incidents pour 100 km de CPI).

Le taux de 7% de linéaires **HTA CPI** est important au regard des taux constatés en métropole (moyenne de 2%) et en Martinique (5%). Les communes Deshaies, Basse-Terre et Pointe à Pitre présentent des taux de CPI HTA élevés avec respectivement 8,4 km de CPI (soit 30% du réseau HTA), 11,7 km (soit 30% du réseau HTA) et 10,9 km soit (30% du réseau HTA).

Entre 2014 et 2015, le linéaire total de cette typologie de câble avait soudainement baissé (-21%), le concessionnaire avait alors expliqué une mise à jour de ses bases de données techniques. Les résultats des années suivantes 2016 et 2017 semblent confirmer cette correction dans la durée. En raison d'opérations de fiabilisation des bases l'analyse des taux de renouvellement est difficile. Néanmoins sur la période 2014 à 2018, le taux de renouvellement s'établit à près de 16 km/an ce qui amène une résorption à horizon 2026 **des CPI**.

Le réseau HTA de la concession est à 25% constitué **de réseau aérien nu**, dont plus aucune **faible section** depuis l'exercice 2017. Cette partie du réseau était particulièrement vulnérable aux aléas climatiques.

En outre, l'âge moyen des réseaux HTA du Sy.MEG est situé très en-dessous de la moyenne nationale calculée par AEC parmi la trentaine de concessions auditées (âge moyen de 20,8 ans contre une moyenne de 28,4 ans, 13% des linéaires ont plus de 40 ans soit 10 points de moins que la moyenne). En particulier, le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 31,2 ans.

En outre, le fichier permettant de connaître le rattachement des usagers par départ HTA et par commune est incomplet. En effet, les producteurs n'ont pas été communiqués dans cette requête, ce qui ne permet pas de connaître leur rattachement technique aux ouvrages. Les producteurs sont uniquement transmis dans les requêtes clientèles en quantité par commune.

Dans le but de pouvoir intervenir hors tension sur le réseau HTA ou d'isoler une partie du réseau HTA en défaut, le réseau HTA est tronçonné par des organes de coupure ou **Organe de Manœuvre Télécommandés (OMT)**. Ceux-ci peuvent être aérien (interrupteur aériens) ou souterrains « cellule HTA » avec pouvoir de coupure de 400 A (coupure dans du SF6).

EDF SEI a lancé récemment un programme de fiabilisation des réseaux HTA avec notamment le projet d'atteindre 330 **OMT** en service d'ici 2021. Ces **Organes de Manœuvre Télécommandés** permettent de réaliser les fermetures ou les ouvertures d'interrupteurs afin de détecter automatiquement un défaut d'alimentation sur les réseaux HTA et de l'isoler rapidement afin de limiter le nombre d'usagers subissant l'incident (coupure longue). A fin de 2017, il y avait 251 OMT pour 113 départements HTA, ce chiffre n'a pas été communiqué par EDF sur l'exercice 2018.

Le réseau BT et l'aval

Concernant le **réseau BT**, le taux d'enfouissement (28,1%, +0,4 point par rapport à 2017) est très en-deçà de la moyenne des valeurs observées par AEC de 40%. Ce taux a augmenté de 5,3 points en 9 ans. De plus, considérant la densité d'usager d'un peu plus de 50 us./km, **le taux d'enfouissement BT se situe largement en dessous de la tendance observée, et est alors très éloigné des autres territoires métropolitains sur cet indicateur.**

Seules 2 communes présentent un taux d'enfouissement BT supérieure à 50% (Pointe à Pitre 63% et Baie Mahault 56%), les communes suivantes présentent des taux d'enfouissement BT les plus bas :

- Capesterre de Marie Galante (8%) ;
- La Désirade (11%) ;
- Pointe noire (12%) ;
- Baillif (13%).

En outre, ce réseau est constitué de 1,1% de **lignes BT aériennes nues, dont le taux d'incident est très supérieur aux autres technologies sur la concession.** Toutefois, leur présence sur le territoire de la concession est extrêmement faible eu égard à leur proportion qui correspond au minimum observé par AEC (loin de la moyenne de 8,7%, *opendata Enedis 2018*). **Ces lignes sont présentes à 86% en zone urbaine où le concessionnaire ne semble pas engager des opérations de sécurisation par du renouvellement en torsadé ou par de l'enfouissement.** En effet, seul 9 km de fil nu ont été traités par EDF-SEI depuis 2013.

La concession compte en outre 70,8% de **réseau BT torsadé**. Cette technologie torsadée présente en moyenne un taux d'incidents légèrement inférieur à la technologie souterraine : en effet sur les 6 dernières années la concession enregistre 9 incidents pour 100 km de réseau BT torsadé contre 11 incidents pour 100 km de réseau BT souterrain.

Les 43 km de réseaux BT aériens nus à fin 2018 sont en baisse de 2 km par rapport à l'exercice précédent.

Entre 2012 et 2018, le rythme de résorption des fils nus s'établit à 2 km/an en zone rurale, contre aucune résorption en zone urbaine. Selon ces rythmes il faudra près d'une vingtaine d'années pour résorber les réseaux BT nus en zone rurale contre un temps infini en zone urbaine.

Aucun réseau de faible section n'est présenté dans les bases techniques.

A propos d'incertitude, il faut rappeler que dans les inventaires BT du concessionnaire issus du SIG les **typologies des isolants des réseaux BT ne sont pas décrites** (contrairement à ce qui est fourni par Enedis en métropole), ce qui ne permet pas de connaître sans approximation les linéaires de câbles souterrains présentant des défaillances comme les CPI BT et les BT NP (Neutre Périphérique).

Les taux d'incidents BT survenus sur l'aérien nu sont très variables selon les années, en effet leur faible quantité rend très volatile ce type d'indicateur. Le nombre total d'incidents BT ayant pour siège des réseaux aériens nus sont passés de 23 en 2013, à 30 en 2015, puis à 14 en 2017 et enfin 11 en 2018.

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation aux charges ont amené le nombre de **postes HTA/BT** à croître de 11 unités en 2018. Plus des trois quarts des postes HTA/BT sont en zone ER à fin 2018. Les technologies maçonnées sont de plus en plus privilégiées dans les mises en services constatées alors que le nombre de postes sur poteau continue de décroître car de moins en moins utilisés.

Les transformateurs sont à plus de 90% de type 410 V, permettant des réglages de prises à vide plus haut. Ils sont âgés en moyenne d'environ 17 ans, soit plus de 10 ans plus jeunes que les postes qui les abritent.

Toutefois, les évolutions concernant les transformateurs posent question (baisse de leur volume en depuis 2016). Elles sont consécutives au manque de fiabilité des inventaires techniques, qui doivent pourtant faire l'objet d'une fiabilisation de la part du concessionnaire, ce dernier ayant conduit la visite de tous les postes électriques de la concession en ce sens.

Les **cabines hautes** sont en cours de suppression en métropole, toutefois sur la concession aucune destruction de ces ouvrages n'a été enregistrée sur les 4 dernières années, ces ouvrages sont en moyenne âgés de plus de 40 ans. Les cabines hautes représentent environ 0,2% des postes HTA/BT, soit un taux très inférieur à la moyenne observée de près de 3% en métropole.

EDF SEI n'a pas pu répondre aux nouvelles requêtes demandées sur les inventaires des équipements des postes HTA/BT à savoir notamment les typologies de cellules HTA, de tableaux BT, etc.

239 223 **compteurs** sont comptabilisés par EDF SEI sur la concession dont 46% sont des électromécaniques, 42% sont électroniques et 11% sont des compteurs numériques.

Ainsi, EDF SEI a expliqué durant l'audit qu'un marché test de **compteurs numériques** a été lancé en décembre 2017 sur la commune de Baie Mahault (Bourg, Destrellan ...) avec une phase préparatoire puis un déplacement massif à compter de 2018 (sur 13 communes), pour un total de plus de 27 000 compteurs numériques posés à fin 2018. Il s'agit de compteurs analogues aux compteurs « Linky » déployé par Enedis en métropole.

La continuité d'alimentation

La continuité d'alimentation est mesurée principalement par le temps de coupure moyen par usager BT (critère B) et les fréquences moyennes de coupures longues, brèves et très brèves subies par les usagers.

En moyenne sur la période 2009 - 2018, le critère B HIX est de 320 minutes. En 2018 le critère B HIX est inférieur au temps moyen constaté sur la période (211 minutes). Depuis 2015, le temps de coupure HIX est en amélioration passant de 502 minutes à 211 minutes.

Les incidents sur le réseau HTA sont les premiers contributeurs au temps de coupure. En moyenne sur la période 2009 – 2018, le temps de coupure lié aux incidents sur le réseau HTA est de 38%. En 2018, les incidents sur le réseau HTA contribuent à plus 59%. *(Les incidents HTA contribuent en moyenne sur 5 ans de 42% en Guadeloupe contre 52% pour la Martinique).*

Pour la première fois depuis quelques années, les données du CRAC concordent avec les fichiers obtenus dans le cadre du contrôle de concession, notamment en ce qui concerne le critère B incident HIX. **Ce point est en amélioration par rapport aux exercices précédents.**

Par ailleurs il est regrettable qu'il n'y ait pas de distinction dans le CRAC entre le temps de coupure HTA et le temps de coupure BT. Cette distinction existe en métropole.

Durée moyenne annuelle de coupure (en min)	Concession		
	2017	2018	Variation (en %)
Toutes causes confondues (Critère B Concession) ²	3 982,58	208,81	-95%
Toutes causes confondues hors incidents exceptionnels (critère B HIX) ³	226,1	208,81	-8%
Dont origine Production	32,46	7,76	-76%
Dont origine réseau HTB	16,23	4,66	-71%
Dont incident sur le réseau de distribution publique	134,97	135,91	1%
Dont travaux sur le réseau de distribution publique	42,44	60,47	42%

En 2018, le critère B TCC (Toutes Causes Confondues) est en forte baisse par rapport à 2017 qui n'était pas une année de référence. En effet, au cours de l'exercice précédent, la Guadeloupe a connu 2 événements climatiques majeurs IRMA et MARIA, mais seuls les incidents causés par MARIA ont été considérés comme exceptionnels, d'où l'importante variation du critère B global.

En outre, il est constaté une baisse significative du critère B HTB et Poste Source, EDF-SEI le justifiant de par ses efforts maintenus sur les programmes de maintenance.

En outre, le critère B incident distribution (hors incidents exceptionnels) se maintient tandis que le critère B travaux distribution augmente de 18 min en raison des travaux de consolidation et sécurisation réalisés sur le réseau BT suite au passage de MARIA.

Comme évoqué en audit, et dans le rapport spécifique sur la continuité de fourniture, le calcul et la manière de présenter les résultats du Critère B apparaissent désormais fiabilisés. En effet, contrairement à ce qui avait été constaté lors des précédents contrôles, selon les sources d'informations considérées et le CRAC, les résultats sont cohérents.

En s'inspirant de la présentation actuelle du CRAC, les détails **du Critère B pourrait par exemple être présenté selon le tableau ci-dessous :**

	2018
Critère B HIX (hors événements exceptionnels)	B HIX = a+b+c+d+e+f
<i>dont B incidents HTA</i>	a
<i>dont B incidents BT</i>	b
<i>dont B travaux HTA</i>	c
<i>dont B travaux BT</i>	d
<i>Dont B Transport</i>	e
<i>Dont B Poste Source</i>	f
Critère B TCC	B TCC = B HIX + g
<i>Critère B des événements classés exceptionnels</i>	g
Temps moyen de coupure par usager, y compris la production	i = g + h
<i>"Critère B" des interruptions des installations de production</i>	h

* Evènements exceptionnels, au sens prévu par le TURPE

Il est important de souligner que le fichier contenant le détail des **coupures brèves et très brèves** n'avait pas été transmis au titre du contrôle de 2017 (contrairement aux exercices antérieurs). **La transmission de ce fichier en 2018 constitue une réelle amélioration et effort du concessionnaire.**

L'analyse de ce fichier montre que le poste source blanchet est le poste source qui dénombre le plus de coupure brève sur l'année 2018.

Il est toutefois important de souligner que le concessionnaire ne comptabilise aucune coupure très brève, ce qui laisse douter de la bonne collecte de ces informations. (en métropole en moyenne il a 3,6 coupures très brèves par usager statistique AEC 2018).

Un rapport spécifique sur les analyses détaillées sur la continuité de fourniture et les investissements a été remis par ailleurs au Sy.MEG.

La qualité de tension sur les réseaux

Le nombre de **départs HTA en contrainte** c'est-à-dire avec une chute de tension maximale dépassant les 5% était à fin 2018 de 4 départs HTA (contre 6 en 2017).

A noter que 2 départs présentent une chute de tension importante (supérieure à 6%) en 2018 : le départ PT-CAN alimenté par le poste source de BLANCHET et le départ DESHAI alimenté par le poste source SAINTE ROSE. Au-delà de 7% du chute de tension HTA, le concessionnaire doit engager des travaux de restructuration, ou de création, de renforcement.

A noter que ces 2 départs étaient déjà en contrainte importe en 2017. Toutefois, le départ BLANCH alimenté par le poste source BLANCHET (transfert de la charge du départ Blanchard vers le départ Bélise) et le départ VELODR alimenté par le poste source BAIE-MAHAULT ne figurent plus en 2018 parmi les départs HTA les plus en contrainte.

Départs HTA présentant les chutes de tension HTA les plus importantes en 2018

Poste source	Départ HTA	2014	2015	2017	2018
Blanchet	PT-CAN	7,3%	7,9%	7,2%	7,1%
Sainte Rose	DESHAI	5,6%	6,0%	6,5%	6,7%
Blanchet	BLANCH	7,9%	8,7%	9,2%	5,5%
Baie-Mahault	LAMENT	4,4%	5,3%	5,1%	5,2%
Baie-Mahault	VELODR	5,7%	7,1%	6,6%	4,5%

En outre, le concessionnaire a été questionné concernant la chute de tension importante sur le départ PT-CAN. Selon EDF SEI, des travaux sont toujours en cours pour créer un nouveau départ (ANSE BERTRAND). La mise en exploitation de ce nouveau départ qui permettra de soulager le départ PT-CAN est prévue pour 2020.

En outre, **le taux de départs HTA dont la chute de tension maximale excède 5% se situe dans la fourchette haute des valeurs constatées par ailleurs** avec 3,6% contre en moyenne 1,8% selon AEC en métropole.

Depuis 2014, le nombre de CMA suit une légère tendance à la hausse. En 2018, le taux de CMA est de 5,7% avec 12 116 Clients mal alimentés.

Cette hausse s'explique par une amélioration du taux de rattachement des usagers dans les bases du concessionnaire ce qui a pour effet d'augmenter les charges électriques et donc les chutes de tension associées aux départs BT.

Le nombre de CMA du graphique a été estimé sur la base des données brutes communiquées par EDF (Crit BT). La justesse de cette information dépend fortement de la qualité du rattachement dans l'outil SIG. En 2018, le concessionnaire présente un taux de rattachement clients en amélioration et qui s'établit à 98,4%.

En outre, l'analyse géographique montre que les parties Nord-Est et Nord-Ouest de l'île ainsi que l'île de Marie Galante présentent des contraintes de tension selon l'outil du concessionnaire. La commune de Pointe Noire présente un taux de CMA supérieur à 30%, soit un taux très important par comparaison avec des communes de densité d'usager équivalente.

En analysant le taux de CMA selon la densité d'usager, aucune tendance forte n'est constatée. Cela signifie que la problématique des CMA n'est pas concentrée sur des centres de consommations importants où le réseau serait sous-dimensionné, ni sur des zones très peu denses où les réseaux seraient trop longs, bien que cette seconde configuration est la plus contributrice des contraintes de tension constatées sur la concession.

Un rapport spécifique sur les analyses détaillées sur la qualité de fourniture a été remis par ailleurs au Sy.MEG.

Les dépenses d'investissements et d'entretien-maintenance

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique pour le territoire, le concessionnaire a **délibérément investi 13,5 M€** en 2018 pour la concession, auxquels s'ajoutent 10,2 M€ imposés par les opérations de raccordement et 4,7 M€ pour le déploiement des compteurs numériques. Sur les 7 dernières années, les **raccordements** représentent en moyenne plus d'un quart des dépenses totales d'investissements.

Les investissements sur les **postes sources** (déjà intégrés dans les valeurs de chaque catégorie) sont conséquents depuis *a minima* 7 ans, soit près de 8 M€ investis en moyenne chaque année.

Le fichier de détails des investissements (CAPEX) par affaire pour les ouvrages « localisés » a été communiqué de manière exhaustive, contrairement à l'an passé.

Ce fichier est en effet indispensable afin de pouvoir contrôler les éléments présentés dans le CRAC, notamment les 28,4 M€ d'investissements sur 2018 annoncés dans le CRAC 2018, et également pouvoir suivre la localisation des choix d'investissements. Il est également nécessaire que les détails d'investissements des ouvrages « non localisés » soient communiqués.

En résumé, il est indispensable que les éléments détaillés par affaire qui ont permis de produire le tableau d'investissements du CRAC soient transmis lors de l'audit de l'autorité concédante.

Les investissements du concessionnaire ont plutôt une tendance à la baisse depuis 2013. Les années 2017 et 2018 ont été marquées par une forte augmentation des investissements en raison de la reconstruction du réseau liée aux tempêtes IRMA et MARIA survenues fin 2017.

Les investissements délibérés, c'est-à-dire les investissements pour la performance du réseau, les investissements de logistique et les investissements liés aux exigences réglementaires, s'établissent à 13,5 M€ en 2018 en baisse de 5,2 M€ par rapport à 2017.

En absolu, les investissements délibérés varient irrégulièrement et sont compris entre 11 M€ et 29 M€ sur les 7 dernières années, avec en moyenne près de 20 M€/an depuis 7 ans.

En relatif, le niveau d'investissements délibérés du concessionnaire sur la concession a reculé sur la période 2011-2016, de plus de 120 €/usager à 50 €/usager, pour remonter à 86 €/us en 2017 et redescendre à 62 €/us en 2018. En outre, le niveau d'investissements délibérés de la concession par EDF SEI est supérieur à celui enregistré au niveau de la métropole par Enedis (50 €/usager en moyenne sur 2018).

En complément, le concessionnaire pratique des **opérations d'entretien et de maintenance**. En particulier, les montants engagés pour l'égagement s'établissent en moyenne depuis 2012 à près d'1 M€ chaque année. En 2018, les montants consacrés sont en augmentation par rapport à l'exercice précédent, ils s'établissent à 921 k€.

En 2018, les longueurs traitées en HTA sont de 200 km (340 km en 2017), soit 37% du réseau HTA aérien. Ainsi, sur les 921 k€ dépensés par EDF-SEI en 2018 pour l'égagement, 385 k€ concernent l'égagement sur le réseau HTA (ce qui correspond à environ 200 km de ligne HTA), 315 k€ concernent la BT et 221 k€ concernent des travaux d'égagement pour mises en conformité des réseaux liées au passage des ouragans IRMA et MARIA en 2017.

En outre, le concessionnaire a indiqué ne pas avoir de politique préventive concernant l'égagement du réseau BT et n'agit que suite à une coupure ou à une plainte d'un usager. EDF n'a d'ailleurs pas été en mesure de transmettre des éléments précis et quantifiés sur les réalisations de l'égagement BT. Ainsi, il est réalisé de façon ponctuelle d'une situation identifiée soit par un tiers soit par les agents terrains d'EDF. Le réseau BT nu est connu (faibles longueurs) et essentiellement dans les bourgs et donc moins sujet à la végétation, il est régulièrement visité des élagages ponctuels étant programmés si nécessaire.

Domaine comptable et financier

Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé à 579 M€ à fin 2018 en valeur brute, **en augmentation de +20 M€ sur un an**. Ce rythme d'augmentation est en deçà des évolutions constatées sur les 6 années précédentes (+23 M€ en moyenne chaque année sur la période 2012-2018). La valeur brute par usager de la concession se situe légèrement en-deçà de la moyenne des ratios constatés par AEC lors de l'exercice précédent sur la métropole.

Les **ouvrages non localisés** (branchements, transformateurs et compteurs sauf les compteurs numériques) représentent le quart de ce patrimoine en valeur brute, soulignant tout l'enjeu d'une plus juste localisation comptable de ces ouvrages. En Métropole, Enedis vient de débiter un projet (nommé ADELE) ayant pour objectif de localiser les branchements et les colonnes montantes à la maille communale, EDF a indiqué que jusqu'à présent cela n'était pas envisagé en Guadeloupe.

Le **taux d'amortissement** des ouvrages continue d'augmenter légèrement (43,1% en 2018, en hausse de 0,7 point par rapport à l'exercice précédent) pour s'établir 0,2 point en-dessous de la moyenne des valeurs constatées par AEC.

Cet indicateur a progressé sur les réseaux HTA, les réseaux BT et les postes HTA/BT. L'amortissement global des **branchements dont les colonnes montantes** est quasiment stable, en effet ces ouvrages sortent automatiquement de l'inventaire dès leur fin de vie comptable de 40 ans, bien que toujours présents sur le terrain.

Le **stock des provisions pour renouvellement (PR)** est de 8,4 M€ à fin 2018, en progression de +0,5 M€ en une année. Sur les 6 dernières années, ce stock a augmenté de plus de 4 M€. Le stock de PR a augmenté principalement pour les réseaux HTA (+0,3 M€) et dans des proportions plus faibles sur les branchements.

Contrairement à la métropole, EDF SEI n'a pas appliqué de prolongement de la durée d'amortissement des réseaux BT torsadés et des transformateurs, ni de modification du calcul des dotations aux PR selon des probabilités de retraits. Cela avait eu notamment pour effet d'importantes reprises de PR, ainsi qu'une réduction perpétuelle des dotations annuelles aux PR.

De plus, EDF a rappelé suite à cet audit que dans le contrat antérieur (avant 2008), il n'était pas prévu de constitution de PR, c'est pourquoi il n'y a pas eu de transmission du stock de provisions lors la signature du contrat en 2008, **expliquant un niveau de stock de PR relativement bas en comparaison de ce qui peut être observé par ailleurs, ce qui est très clairement défavorable à la collectivité.**

Les **droits du concédant** sont stables par rapport à l'exercice précédent et s'élèvent à 162,5 M€, avec un rythme moyen annuel de +5 M€/an depuis 6 ans. Les droits du concédant représentent la valeur cumulée des biens remis gratuitement dans la concession par le concédant.

Les investissements du concessionnaire effectués sur la concession au cours des dernières années (montants peu amortis par définition) a pour effet mécanique de faire augmenter la **dette potentielle du concédant envers le concessionnaire**, de 151 M€ en 2017 à 158 M€ en 2018 (cela représente plus de 700 € par usager, ce qui est considérable). A noter que cette dette potentielle du concédant envers EDF SEI s'élevait à 124 M€ à fin 2012.

Un rapport spécifique sur les analyses comptables détaillées a été remis par ailleurs au Sy.MEG.

Le résultat d'exploitation de la concession

Le compte d'exploitation présente une rupture de chronique en 2015 faisant suite à des changements des méthodes d'affectation des produits et des charges. Pour rappel, le CRAC 2015 présentait les résultats pour 2014 et pour 2015 ainsi qu'un pro-forma pour 2014 et précisait cette raison : « *en contradiction avec le domaine concédé, les résultats des années précédentes intégraient des données des réseaux HTB. En 2015 ceci a été corrigé et l'exercice 2014 a été retraité pour en tenir compte* ». Les valeurs du tableau de bord sont celles de 2014 et non celles du pro-forma 2014.

Il existe une maille de gestion supra-concessive en Guadeloupe (intégrant les îles du Nord, Saint-Martin et Saint-Barthélemy), comme c'est d'ailleurs le cas de la plupart des concessions métropolitaines, et notamment la maille « centre ».

A noter toutefois que lorsque les charges de ces différentes sous-rubriques concernent spécifiquement les fonctions centrales (frais au niveau du siège d'EDF, charges nationales, etc.), elles sont réaffectées dans la rubrique « charges centrales ».

En 2018, le **total des produits a augmenté** de +5,5 M€ soit +6,5%, cela est essentiellement dû au cumul des hausses des recettes d'acheminement et des hausses des recettes de raccordements et prestations.

En parallèle les **charges totales ont également augmenté** de +2,5 M€ soit +2,9%, cela est la résultante de la forte augmentation des consommations en provenance des tiers de et d'une hausse des charges de personnel, en lien notamment avec les travaux de consolidation liés aux tempêtes Maria et Irma.

Au final, la concession de la Guadeloupe est de façon alternée bénéficiaire ou déficitaire en termes de contribution à l'équilibre permettant pour EDF SEI d'afficher le même taux de marge pour toutes les concessions pour lesquelles il est le GRD (Guadeloupe, Martinique, Guyane, La Réunion, La Corse et Saint-Pierre-et-Miquelon).

Toutefois, sur les derniers exercices, la rentabilité moyenne de la concession du Sy.MEG » sur la concession de Guadeloupe n'a pas été communiquée par EDF-SEI, ce qui est regrettable.

A noter qu'EDF-SEI s'était engagé à l'issue du contrôle précédent portant sur l'exercice 2017 à dorénavant fiabiliser la présentation et les données du comptes d'exploitation à compter du CRAC 2018 et à fournir des éléments d'explication sur les principales variations des postes de charges et produits, ce qu'il a fait cette année sur le contrôle portant sur l'exercice 2018.

Un rapport spécifique à l'analyse des comptes financiers affichés dans le CRAC est réalisé dans le cadre de cet audit.

Domaine clientèle

Les usagers de la concession

La nombre d'usagers de la concession recensés en base clientèle marque une rupture de chronique en 2018. En effet, 218 429 clients sont recensés en 2018 contre 232 496 clients en 2017, soit 13 406 de moins.

Aux dires d'EDF, le concessionnaire a effectué en 2018 un « nettoyage » de sa base clientèle (opération de fiabilisation), qui l'a amené à sortir 14 069 clients de celle-ci en 2018 (6% du stock). Sans cela, le nombre d'usagers de la concession aurait continué de suivre un rythme d'évolution à la **hausse de son nombre d'usagers** (+0,3% en 2018 – hors effet « nettoyage » de la base clientèle), dont 99,3% d'usagers aux tarifs bleus. En revanche, la consommation électrique s'inscrit en régression en 2018 avec -2,3%, notamment les 542 usagers aux tarifs verts représentent le quart de cette consommation totale.

En outre, les **producteurs** représentent 1 642 installations, en légère diminution par rapport à l'exercice précédent. Les producteurs photovoltaïques représentent plus de 98% de la quantité des installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'EDF SEI.

Sur ce point, EDF-SEI a répondu lors de l'audit sur site que plusieurs centrales éoliennes ont été arrêtées en 2018 ce qui a conduit à une diminution de la puissance installée. En outre, la base de données des producteurs photovoltaïques a également été fiabilisée, ce qui a pour conséquence une variation de la puissance installée.

La puissance totale s'établit à 550 MVA à fin 2018, toutefois EDF comptabilise également les installations de productions thermiques qui sont raccordées au réseau de transport. En excluant les 431 MVA de puissance des 8 centrales thermiques, la production décentralisée est alors de 119 MVA dont 57% pour les installations photovoltaïques.

Qualité des services

Entre 2017 et 2018, le nombre de nouveaux **raccordements en soutirage** a augmenté de 1 579 à 1 777, soit +13%, il s'agit de la première hausse après 5 années de baisse consécutive (2 056 raccordements en soutirage en 2012). Selon EDF, en 2018, seules 8 installations de **production** auraient été raccordée (1 en 2016, 3 en 2017), ce flux annuel avait fortement diminué entre 2012 et 2015 de 225 à 13 unités.

Pour les raccordements en soutirage, le concessionnaire envoie les devis de raccordements en soutirage dans un délai moyen de 7 jours ouvrés en 2018, soit un jour de moins qu'en 2017. En parallèle le taux d'envoi des devis dans les délais prévus par le catalogue de prestations est stable à 98%.

Les réclamations enregistrées par EDF SEI

Le nombre de **réclamations** des clients faites à EDF SEI est forte augmentation en 2018 par rapport à l'exercice 2017, pour atteindre 4 575 réclamations en 2018 (contre 2 072 en 2017). La concession présente un ratio de réclamations par usager de plus du doubler que celui observé par AEC en métropole l'année précédente.

De plus, les réclamations faites par le Sy.MEG en direct auprès du concessionnaire ne sont pas visibles dans ces valeurs et ne sont pas suivies par ce SI, selon un choix de fonctionnement d'EDF.

Cette hausse concerne essentiellement le volet « **Sécurité des ouvrages** » qui fait plus que doubler entre 2017 et 2018 passant de 1 131 à 2 546. Selon EDF-SEI, cette forte augmentation est la conséquence du cyclone Maria en septembre 2017 avec une arrivée en masse des réclamations à compter de 2018, notamment pour des câbles à retendre ou au sol (980) et des supports penchés (1 360).

En outre, les réclamations liées à la « **relève et la facturation** » passent de 454 en 2017 à 1 026 en 2018. Aux dires d'EDF-SEI, cela est lié d'une part à l'augmentation des contestations des factures émises à partir d'index estimés et d'autre part à la contestation des relances et frais suite aux retards dans la mise à jour des comptes, essentiellement des chèques énergie.

A noter que le taux de réclamations relatives à la « **pose de compteur numérique** », 455 en 2018, apparaît élevé (en effet, cela concerne 1,7% des 27 527 compteurs numériques posés en 2018 contre moins de 1% en métropole). Selon EDF-SEI, il est constaté en parallèle une forte augmentation des réclamations sur les items « **raccordement et prestations** » qui fait suite à la pose des compteurs numériques. En effet, les incohérences entre les puissances souscrites et les réglages disjoncteur ont été à l'origine de nombreux déclenchements à domicile. Il est à noter qu'à la différence d'ENEDIS, le centre de Guadeloupe est au début du déploiement en 2018.

Les réponses aux réclamations sont visées sous 15 jours maximum depuis 2016 contre 30 jours auparavant et le concessionnaire y répond dans les délais dans 89% des cas en 2018.

Les usagers en difficultés financières

En 2018, le service de gestion du recouvrement d'EDF SEI a demandé au service de gestion des interventions 19 582 **Demandes d'Interventions pour Impayés (DPI)** qui ont abouti à 7 045 coupures effectives. En effet, 10 184 demandes se sont soldées par une remise du paiement ou la présentation d'une preuve de paiement à l'agent d'EDF SEI. A noter qu'en métropole, ce sont les fournisseurs dont EDF qui sollicitent Enedis pour réaliser des DPI.

Le nombre de coupures effectives a augmenté de +13% en 2018 par rapport à l'exercice précédent. Pourtant, entre 2014 et 2017, le nombre de coupures effectives était en diminution régulière. EDF-SEI a expliqué que suite au passage des cyclones IRMA et Maria en 2017 les activités de dépannage ont été effectuées en priorité (ce qui explique le faible niveau de 2017 plutôt qu'un niveau élevé en 2018). Contrairement à la métropole, EDF SEI ne pratique pas de **réduction de puissance**, mais directement des suspensions d'alimentation, et précise que l'étape de réduction de puissance n'est pas retenue dans le process car non adaptée aux spécificités des puissances des usagers de la Guadeloupe (selon notre estimation, la puissance souscrite en moyenne est de l'ordre de 7 kVA par usager bleu en Guadeloupe contre plus de 8 kVA en métropole).

En outre, la **trêve hivernale** n'est pas appliquée en Guadeloupe par SEI, alors que les textes ne prévoient pas d'exclusion de ce territoire dans l'application législative, quand bien même l'hiver n'est pas du tout comparable à celui de la métropole.

Cela peut s'expliquer par le fait que dans les DOM, comme il n'y a pas d'hiver, il n'y a pas d'application de la loi Brottes » et « En Corse, où il y a bien une période hivernale, il n'y a pas de coupures entre le 1/11 et le 31/3, mais il peut y avoir des réductions de puissance comme indiqué dans le décret

Cette réponse confirme le constat réalisé par le Sy.MEG mais n'a pas répondu à la question posée ce qui **n'est pas satisfaisant, en effet même s'il explique que la CRE et le MNE (Médiateur National de l'Energie) sont informés de ces modalités d'applications, le concessionnaire n'a pas cité de texte régalienn permettant de justifier officiellement cette non-application de la trêve**

Au 31 décembre 2017, 52 104 clients bénéficiaient du **TPN**, le tarif social de l'électricité. Le **Chèque Energie** a remplacé, le 1^{er} janvier 2018, les tarifs sociaux de l'énergie. En l'état actuel des textes, les AODE compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le Chèque Energie.

En 2018, le nombre de **chèques énergie** reçus par EDF s'établit à 32 959 et le fournisseur a également reçu 113 attestations. Par définition, les 2 systèmes sont difficilement comparables, toutefois la baisse de -37% par rapport au TPN de 2017 laisse à penser que pour l'instant l'efficacité du nouveau système n'est pas du niveau de son prédécesseur. Le nombre de chèques reçus par rapport au nombre de tarifs bleu de la concession s'établit à 15%.

Selon les gestionnaires, le montant moyen du chèque énergie est de 150 €, contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux. En 2018, le plafond du revenu fiscal de référence donnant droit au chèque énergie est par exemple de 7 700 € par an pour une personne vivant seule, et de 16 170 € pour un couple avec deux enfants. Il existait 9 montants de chèques énergie en fonction de la composition familiale et des plafonds de revenus, ces montants variaient entre 48 € et 227 €. Les chèques sont envoyés aux bénéficiaires durant le mois d'avril.

Les pouvoirs publics ont annoncé qu'en 2019, ce bénéfice sera élargi aux personnes seules avec un RFR (Revenu Fiscal de Référence) inférieur à 10 700 € et inférieur à 22 470 € pour les couples avec deux enfants, et qu'il sera couplé à une **augmentation de 50 € de chaque forfait** (avec désormais 12 montants différents) pour atteindre un montant moyen de 200 €.

Le **Fonds de Solidarité pour le Logement** (FSL) est un montant alloué par EDF SEI à la Collectivité Territoriale de Guadeloupe qui ensuite attribue des aides aux personnes en difficultés financières afin de contribuer aux paiements de factures. Ce dernier était de 110 k€/an entre 2012 et 2015, 106 k€ en 2016, et a été ré-augmenté à 110 k€ en 2017 : montant maintenu en 2018.

Le Conseil Départemental est le gestionnaire du FSL pour la Guadeloupe et le décideur des attributions des aides, ainsi EDF SEI a principalement le rôle de financer en partie ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux. Ce financement versé par le EDF SEI est compensé par la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) prélevée sur les factures de tous les consommateurs.



Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe



Tableau de bord de concession

Exercice 2018

Juillet 2020

Version 0

Une note de synthèse est fournie avec ce tableau de bord afin de commenter certains graphiques et apporter des précisions sur les résultats de l'audit



Sommaire

Distribution publique d'électricité

Caractéristiques générales de la concession et de son alimentation	p.2
Les ouvrages concédés	p.3
Continuité d'alimentation de la concession	p.7
Qualité de l'électricité distribuée	p.9
Les investissements du concessionnaire	p.8
Les éléments patrimoniaux	p.10
Le compte d'exploitation	p.13
Les usagers de la concession	p.14
Les raccordements en soutirage et en injection	p.16
Les services aux usagers	p.17

Fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente et au tarif de première nécessité

Les usagers aux Tarifs Réglementés de Vente de la concession	p.18
Les services du fournisseur aux usagers aux tarifs réglementés	p.18

Caractéristiques générales de la concession et de son alimentation

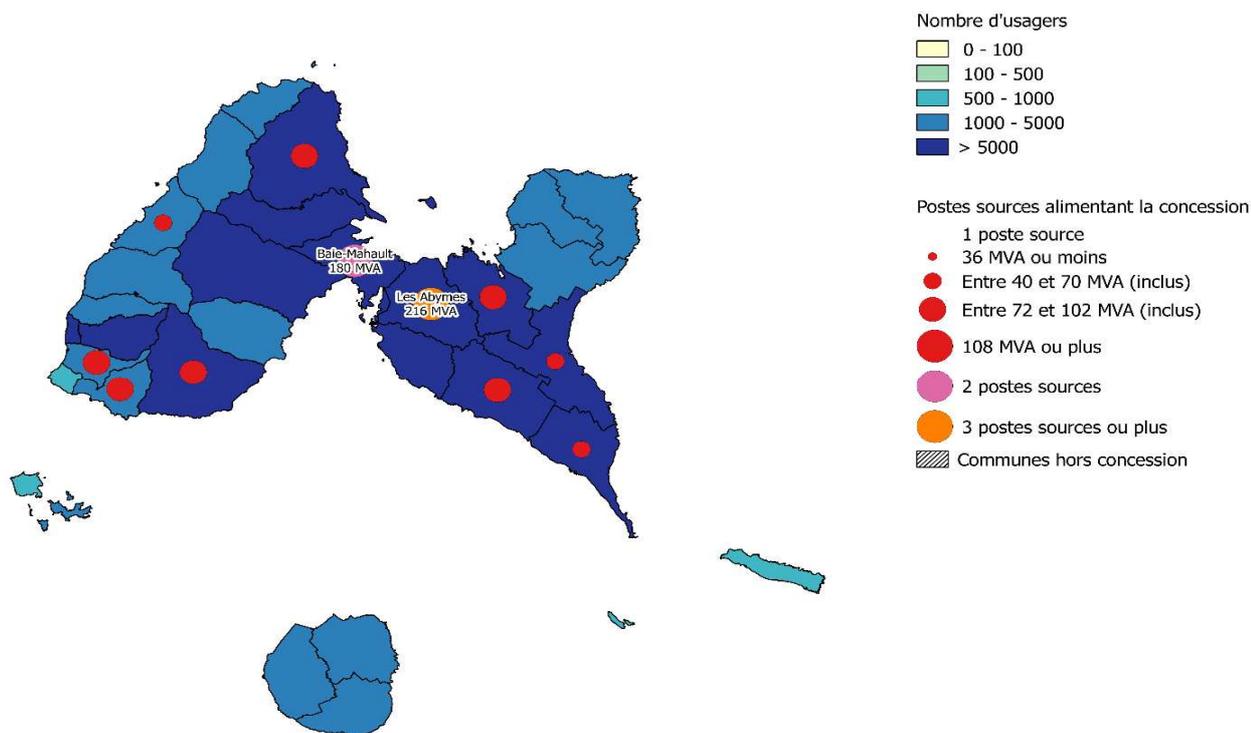
La délégation de service public

Date de signature du contrat de concession 28 janvier 2008

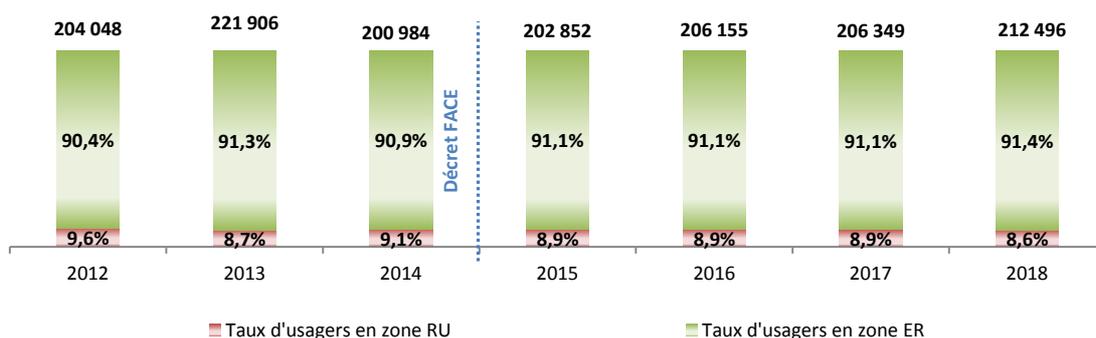
Durée de la concession 30 ans

Service public délégué à EDF SEI

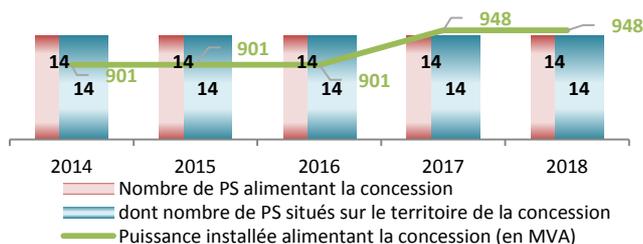
Alimentation électrique et répartition des usagers de la concession



Part des usagers en zones rurale (ER) et urbaine (RU) selon la base technique



L'alimentation amont de la concession



Les caractéristiques de la concession

Nombre de communes desservies	32
Population de la concession (population en vigueur au 1 ^{er} janv. 2018, INSEE)	397 990
Nombre d'usagers total de la concession	
selon la base "clientèle"	219 090
selon la base "technique"	212 496

Les ouvrages concédés

Le réseau HTA

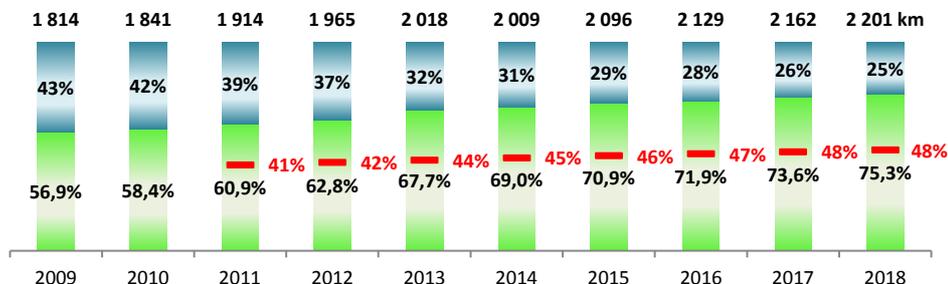
Nombre de départs HTA de la concession : 111 Nombre de départs HTA > 70 km : 0 départ

Le réseau HTA de la concession

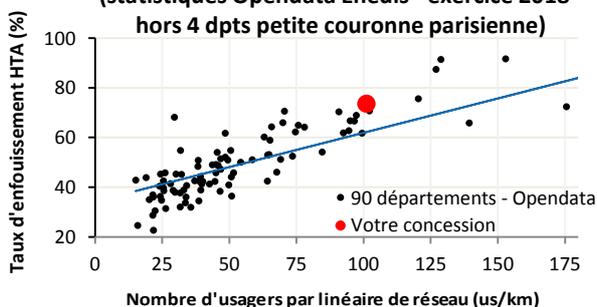
Taux réseau aérien

Taux réseau souterrain

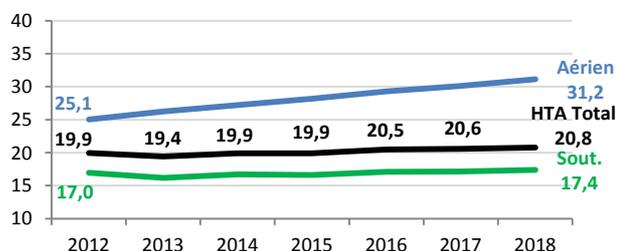
Taux enf. HTA Opendata Enedis (hors 4 dpts IDF)



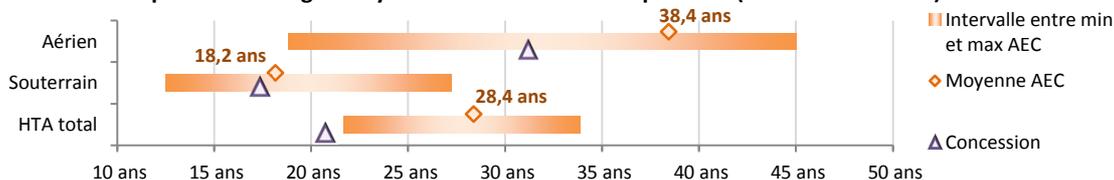
Positionnement de la concession (statistiques Opendata Enedis - exercice 2018 - hors 4 dpts petite couronne parisienne)



Âges moyens par technologie de réseau HTA

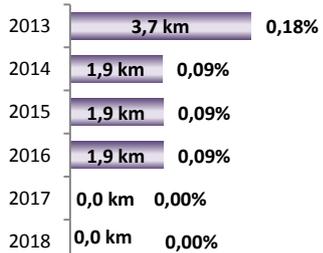


Comparaison des âges moyens HTA avec les statistiques AEC (ex 2017 - 45 AODE)

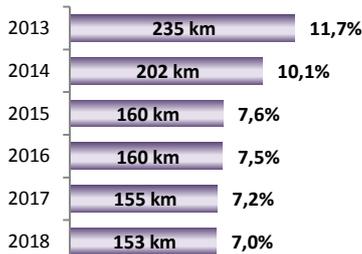


Points de vigilance du réseau HTA

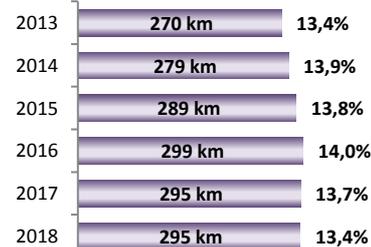
Evolution du réseau HTA de faible section



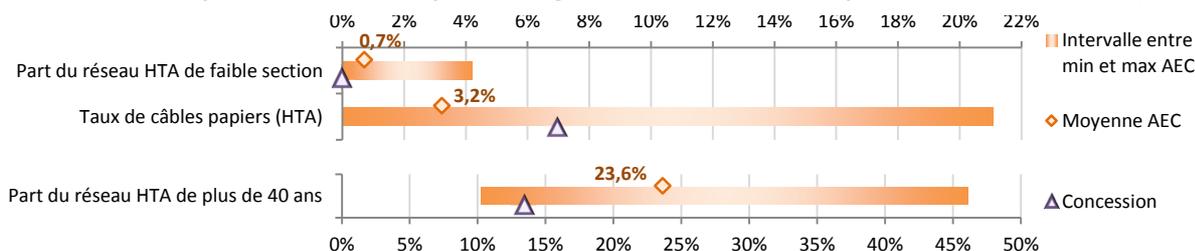
Evolution du réseau HTA en câble papier



Evolution du réseau HTA âgé de plus de 40 ans



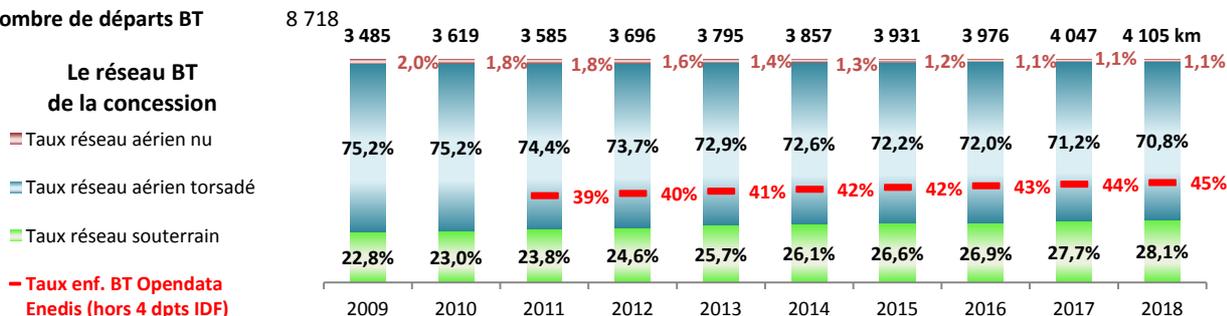
Comparaison des taux des points de vigilance HTA avec les statistiques AEC (ex 2017 - 45 AODE)



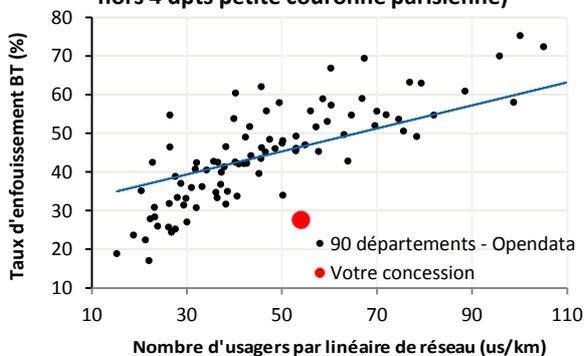
Les ouvrages concédés

Le réseau BT

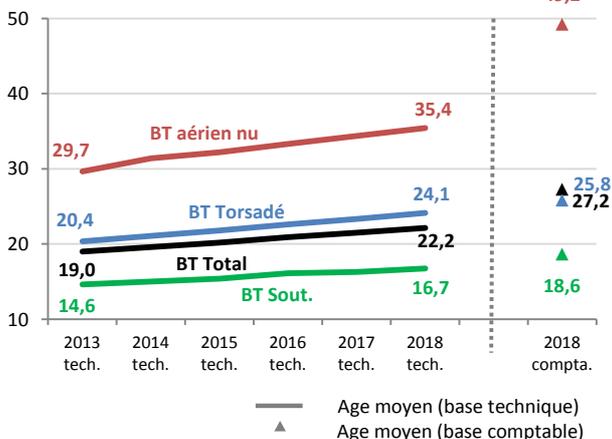
Nombre de départs BT



Positionnement de la concession (statistiques Opendata Enedis - exercice 2018 - hors 4 dpts petite couronne parisienne)

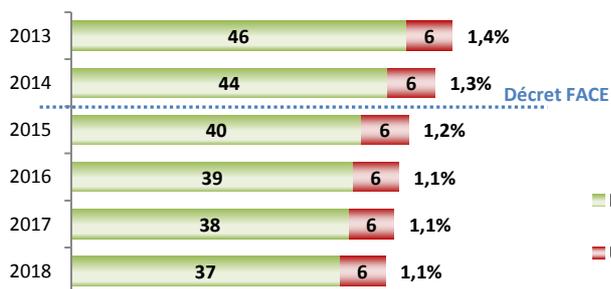


Âges moyens par technologie de réseau BT

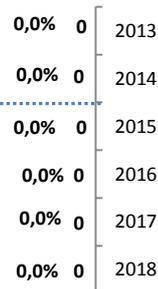


Les âges moyens du réseau BT présentés sur le graphique ci-dessus sont à considérer avec prudence, leur datation selon l'inventaire technique étant approximative. En effet, 0,1% d'entre eux sont datés de 1946. Les âges moyens de la base comptable y sont aussi indiqués pour le dernier exercice, à cause de l'imprécision de la base technique.

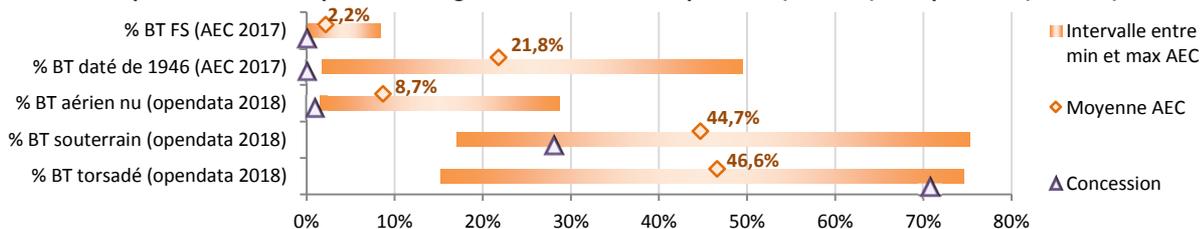
Répartition du réseau BT aérien nu (km)



Evolution du réseau BT aérien de faible section (km)



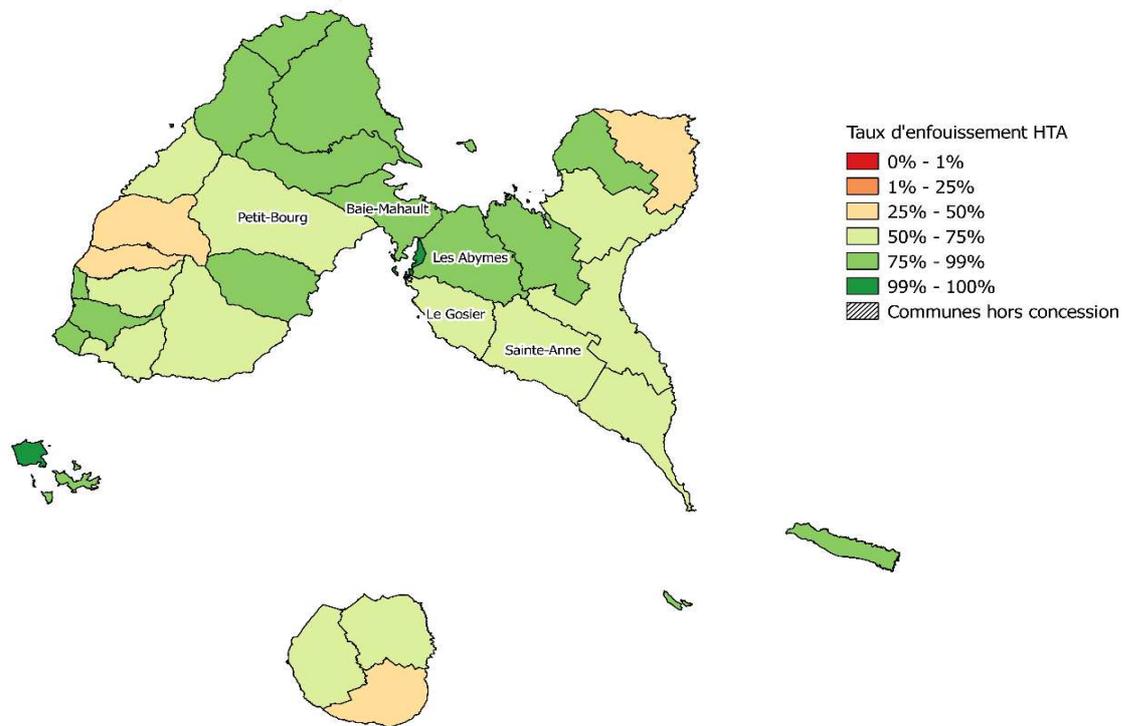
Comparaison des taux par technologie BT avec les statistiques AEC (ex 2017) ou Opendata (ex 2018)



Les ouvrages concédés

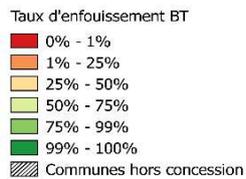
Le réseau HTA

Taux d'enfouissement des réseaux HTA

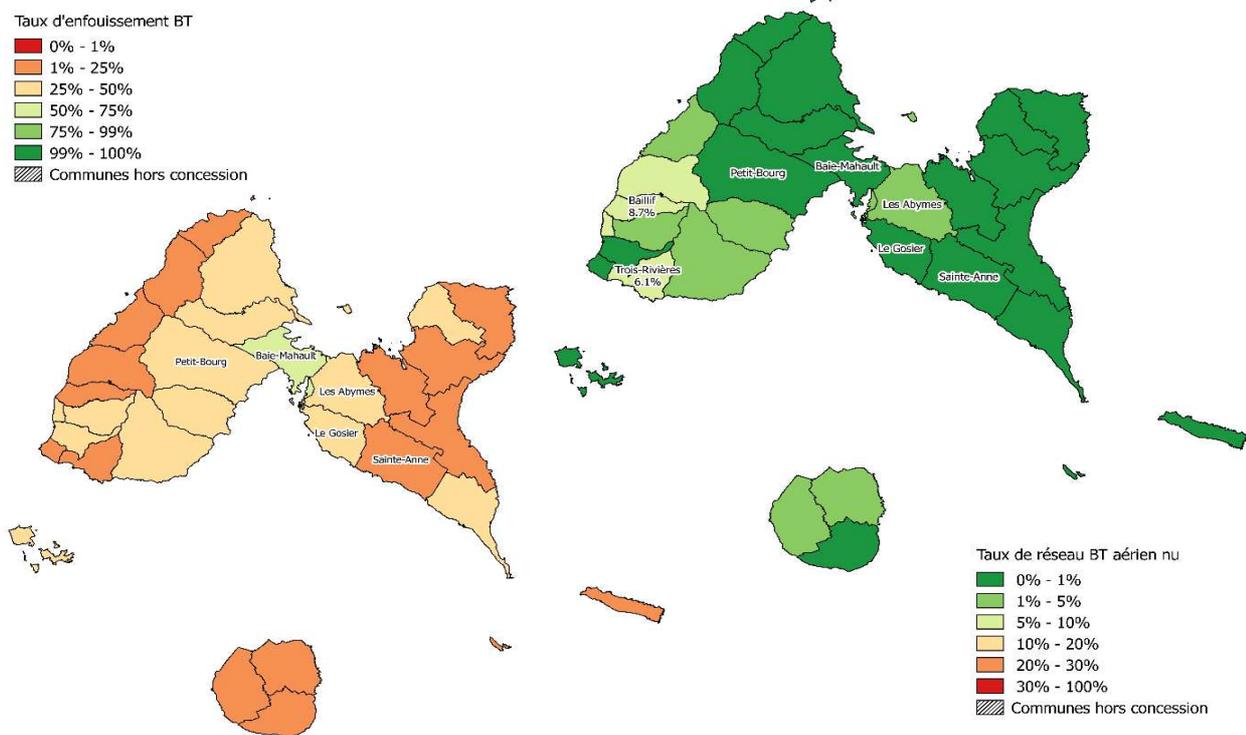


Le réseau BT

Taux d'enfouissement des réseaux BT



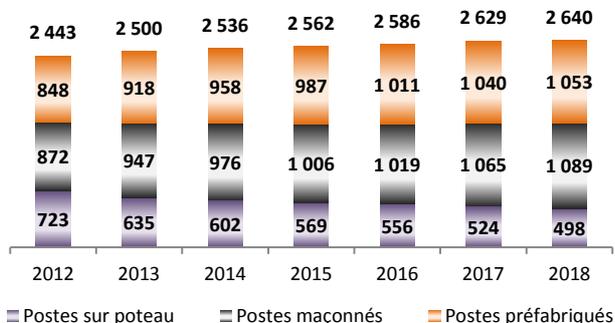
Taux de réseaux BT aérien nu



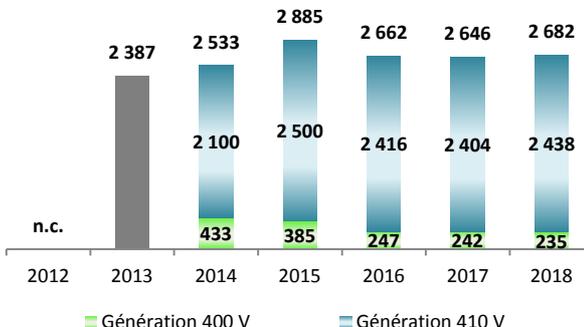
Les ouvrages concédés

Les postes et les transformateurs HTA/BT

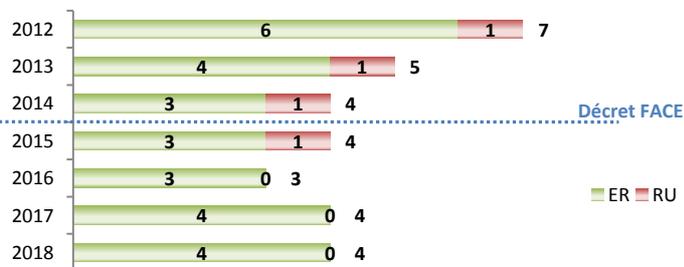
Evolution de la répartition des postes HTA/BT



Répartition des transformateurs par génération



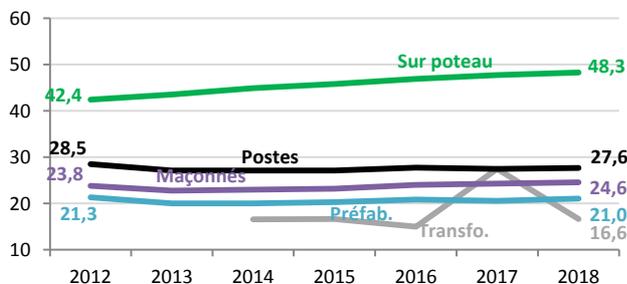
Evolution de la répartition des cabines hautes



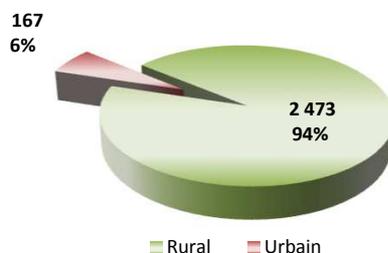
Les transformateurs de type "400 V" ont été fabriqués jusqu'en 1988, puis ils ont été remplacés par les transformateurs de type "410 V" qui autorisent désormais un réglage maximal de +5% de la tension, contre +2,5% pour la génération précédente.

Les cabines hautes sont des postes HTA/BT en forme de tour. Elles sont en cours de remplacement.

Agés moyens par technologie de postes et de transformateurs

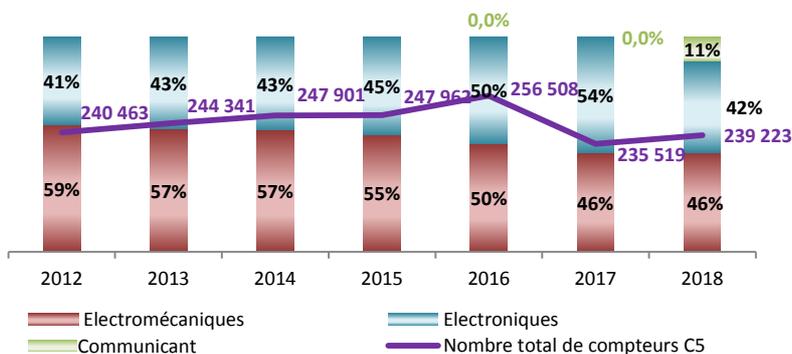


Répartition des postes selon les régimes urbain et rural sur le dernier exercice

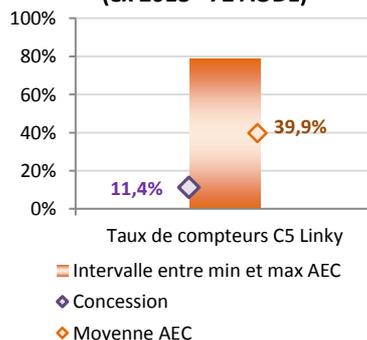


Les appareils de comptage

Evolution de la typologie des appareils de comptage de la concession, pour les usagers C5



Comparaison de la part de compteurs C5 Linky avec les statistiques AEC (ex 2018 - 72 AODE)

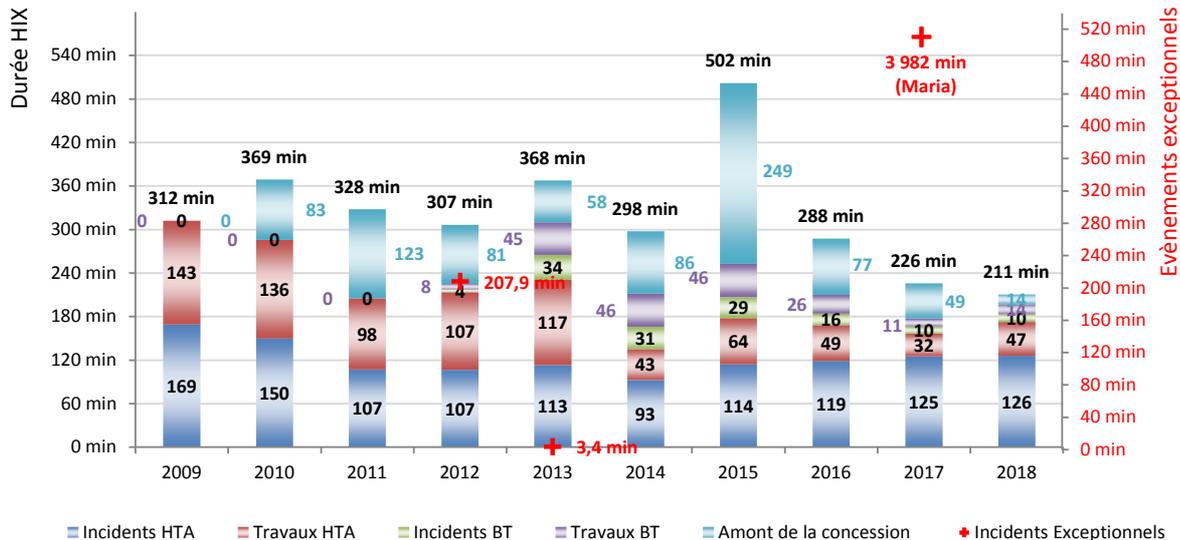


Continuité d'alimentation de la concession

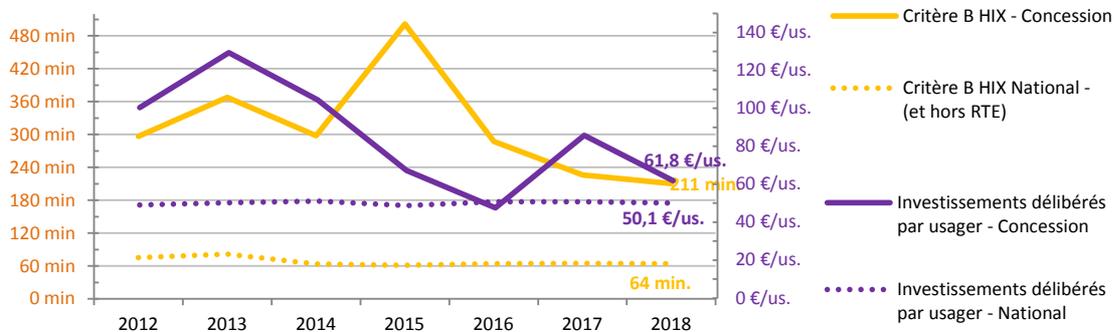
La durée moyenne de coupure

Les événements exceptionnels sont notamment des incidents ayant affecté plus de 100 000 clients sur des territoires contigus et dont la probabilité d'occurrence est supérieure à 20 ans. Le critère B TCC (toutes causes confondues) prend en compte ces aléas, a contrario du critère B HIX (hors événements exceptionnels). Le temps moyen de coupure par usager, ou critère B, se décompose selon les deux causes d'interruption (incidents et travaux) et les trois réseaux concernés (HTA, BT et amont).

Evolution et décomposition du critère B de la concession

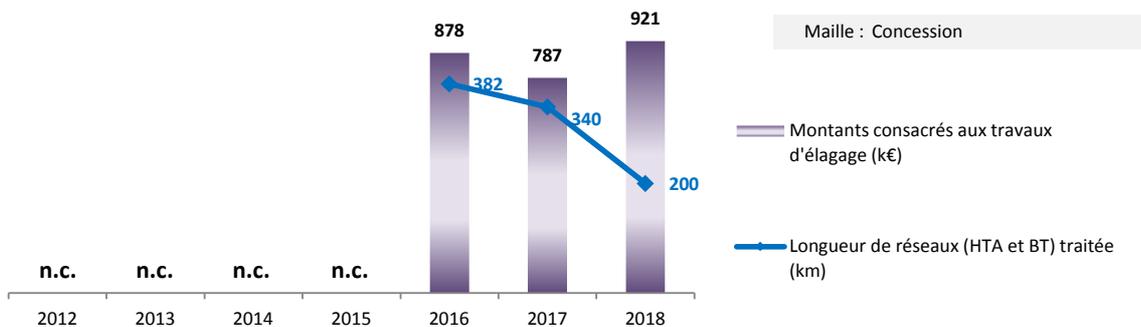


Croisement du critère B HIX et des investissements délibérés d'Enedis (hors raccordements et hors Linky)



Elagage

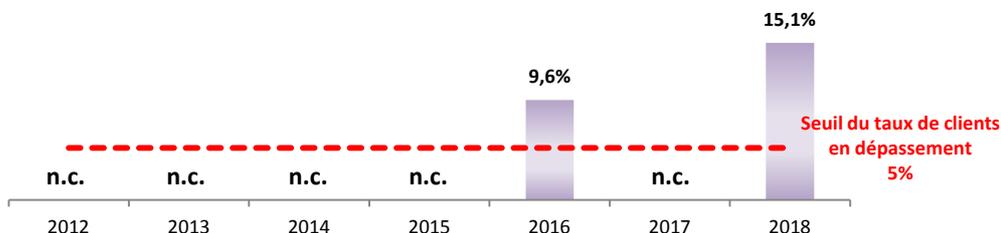
Evolution des travaux et des dépenses pour l'élagage (réseaux HTA)



Continuité d'alimentation de la concession

Seuils du décret qualité

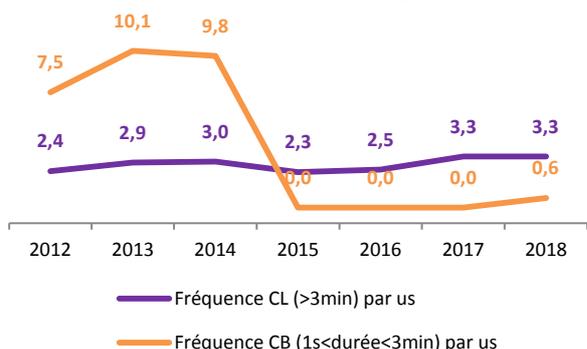
Taux d'usagers (BT et HTA) de la concession au delà des seuils sur la continuité de fourniture (6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées)



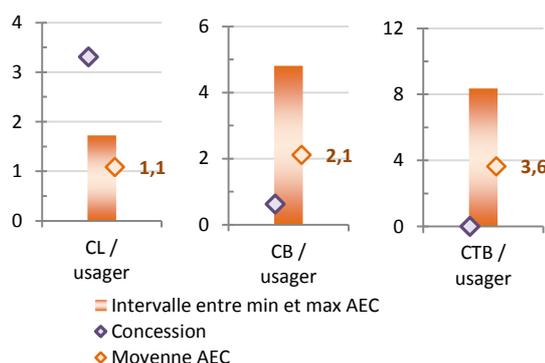
Le décret "Qualité" du 24 décembre 2007 et son arrêté, modifiés en 2010, établissent des seuils en termes de continuité et de qualité de tension. Pour la continuité, les seuils sont 6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées sur l'année. Lorsque le taux global d'usagers touchés dépasse 5%, le concessionnaire a l'obligation de présenter un plan d'action à l'AODE.

Les fréquences de coupure (HIX)

Fréquence de coupures longues, brèves et très brèves HTA par usager

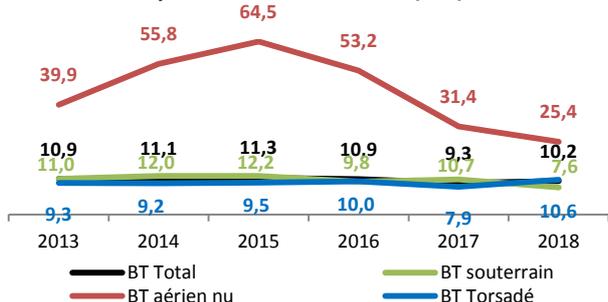


Comparaison des fréquences de coupure avec les statistiques AEC (ex 2017 - 45 AODE)

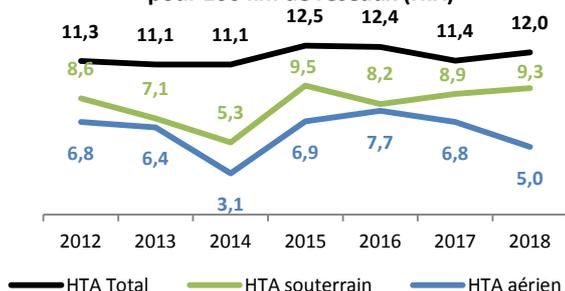


Les taux d'incidents pour 100 km de réseau (HIX)

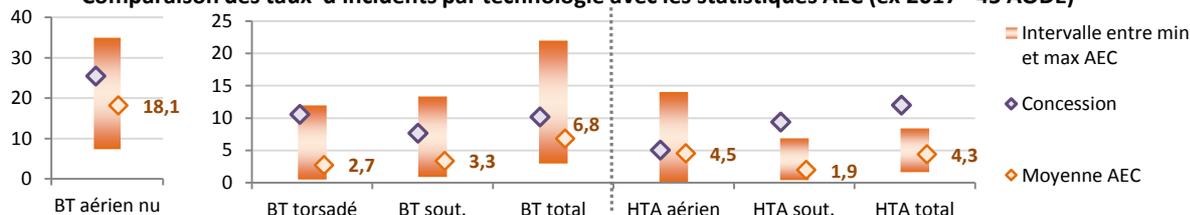
Evolution du nombre d'incidents BT pour 100 km de réseaux (HIX)



Evolution du nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseaux (HIX)



Comparaison des taux d'incidents par technologie avec les statistiques AEC (ex 2017 - 45 AODE)



Qualité de l'électricité distribuée

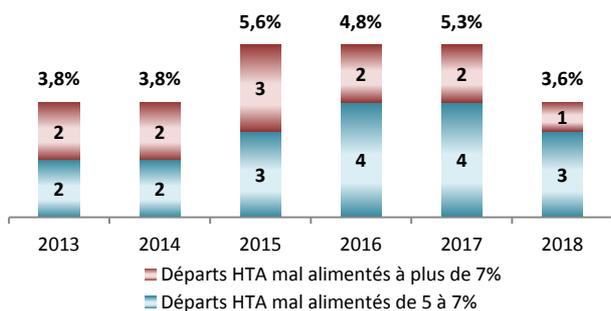
Les contraintes de tension sur les réseaux HTA et BT

Afin de répartir la maîtrise d'ouvrage du renforcement entre les réseaux HTA et BT, le seuil de dimensionnement du réseau HTA a été déterminé à 5% de chute de tension (CT) dans le nouveau plan de tension.

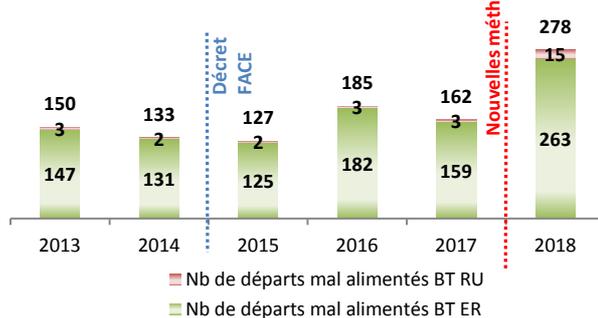
Un départ BT est en contrainte de tension lorsque le niveau de tension sort de la fourchette [-10%, +10%] de la tension nominale de 230 V, c'est-à-dire entre 207 V et 253 V.

En 2018, les quantités des DMA et CMA ont évolué suite aux modifications de paramètres dans les outils de calcul. Il s'agit notamment, et selon Enedis, de l'amélioration de la précision des profils des charges grâce à Linky et aussi de la prise en compte dans le calcul de l'interdiction de prise de transformation à +5% en cas de présence de producteur en aval du poste HTA/BT.

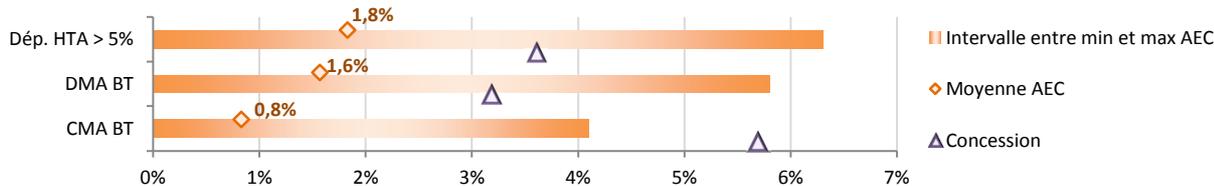
Evolution du nombre et du taux de départs HTA avec une CT supérieure à 5%



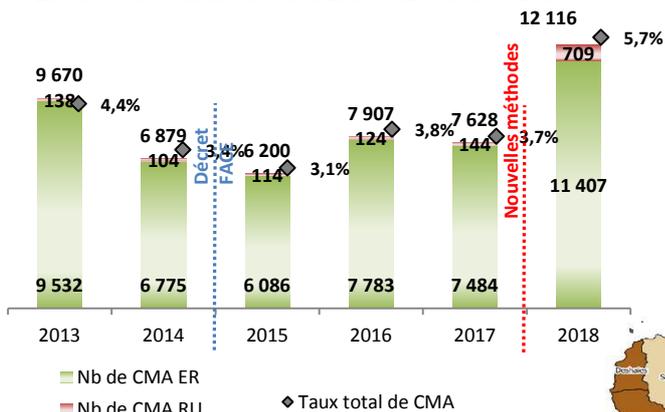
Evolution du nombre de départs BT mal alimentés par zone



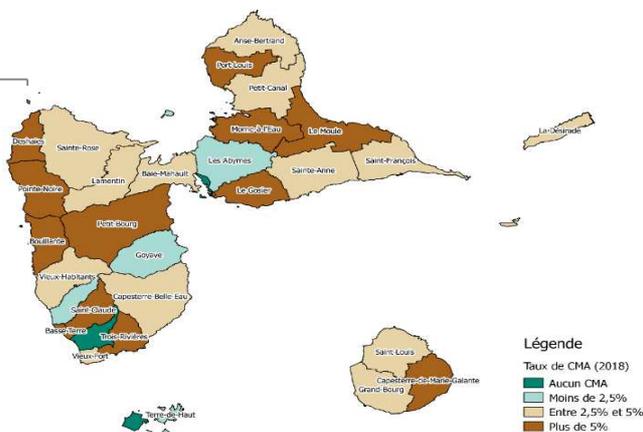
Comparaison avec les statistiques AEC (ex 2018 - 72 AODE)



Evolution du nombre et du taux de CMA selon les zones



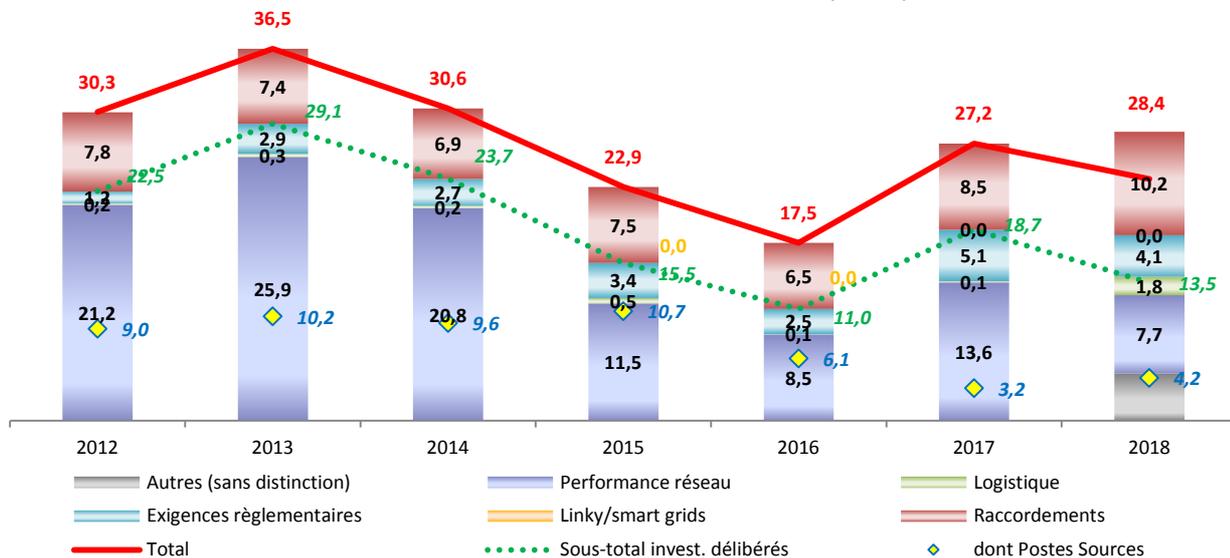
Taux de clients mal alimentés sur la concession en 2018



Les investissements du concessionnaire

Montants des investissements du concessionnaire

Montants des investissements du concessionnaire (en M€)



Les éléments patrimoniaux

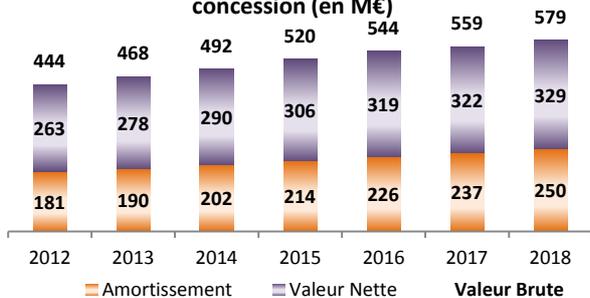
La valorisation du patrimoine concédé

VB : Valeur brute ;

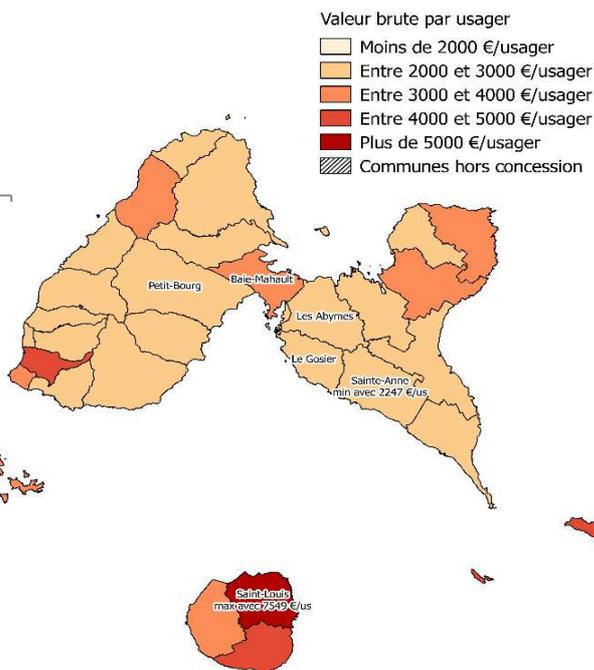
AMORT : Amortissement. Il est linéaire et sa durée varie en fonction de la nature des ouvrages ;

VNC : Valeur Nette Comptable des immobilisations en concession correspondant à la valeur brute diminuée des amortissements.

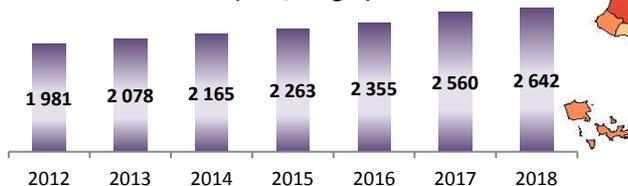
Evolution des immobilisations en concession (en M€)



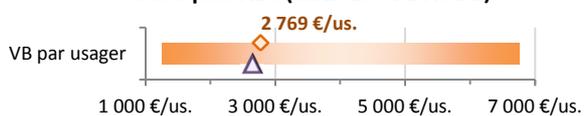
Valeur brute par usager sur la concession



Evolution de la valeur brute par usager (en €/usager)

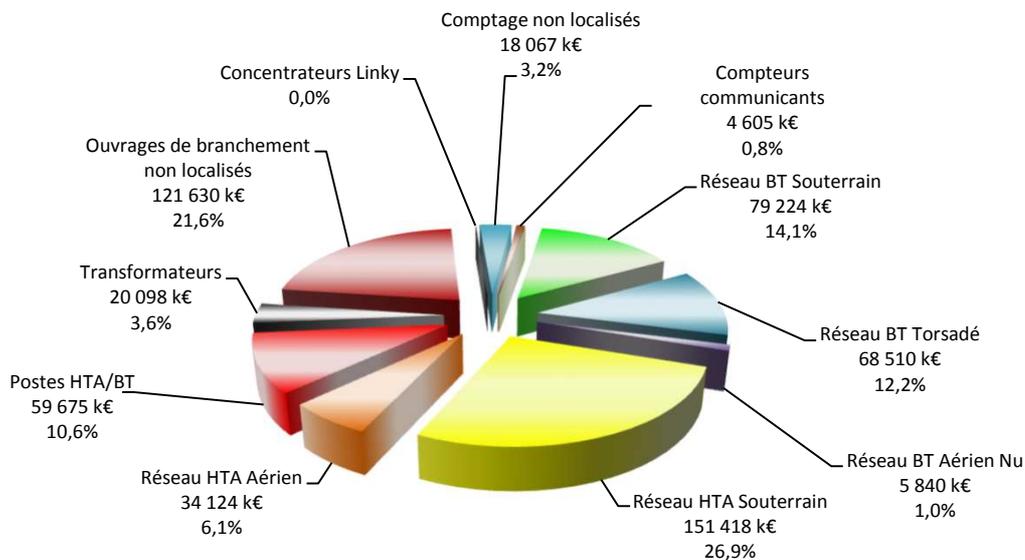


Comparaison du ratio de VB/us. avec les statistiques AEC (ex 2018 - 72 AODE)



■ Intervalle entre min et max AEC ◆ Moyenne AEC ▲ Concession

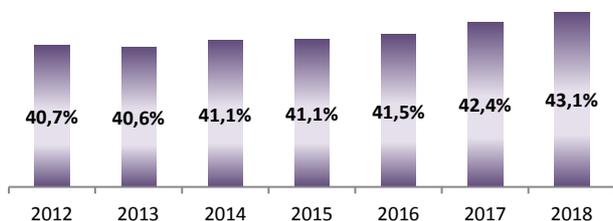
Répartition de la valeur brute par type d'ouvrage



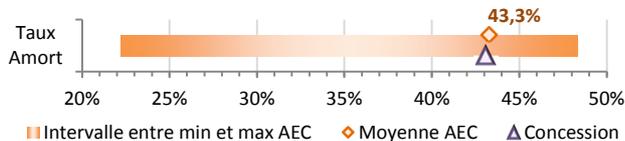
Les éléments patrimoniaux

Le taux d'amortissement des ouvrages

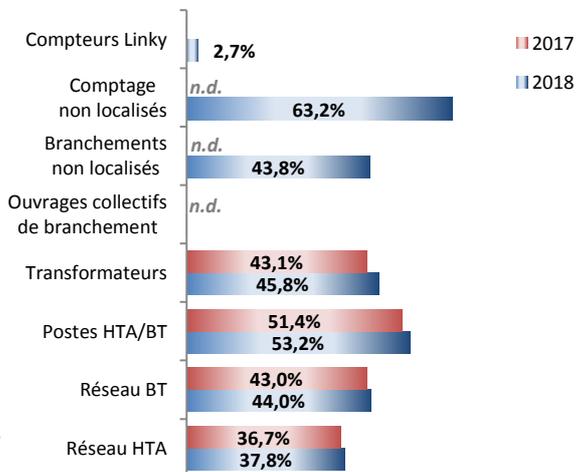
Evolution du taux d'amortissement des ouvrages



Comparaison du taux d'amortissement avec les statistiques AEC 2017



Taux d'amortissement par type d'ouvrage

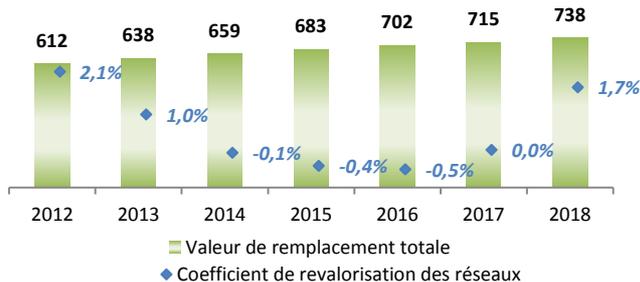


La valeur de remplacement

La valeur de remplacement représente la valeur théorique de renouvellement. Elle est calculée à partir de la valeur brute historique des ouvrages concédés et elle est réévaluée annuellement pour refléter l'évolution des coûts à partir d'un panier d'indices (coûts des travaux publics, de main d'œuvre et d'ingénierie).

A partir de la valeur de remplacement, le concessionnaire calcule annuellement la dotation aux provisions pour renouvellement.

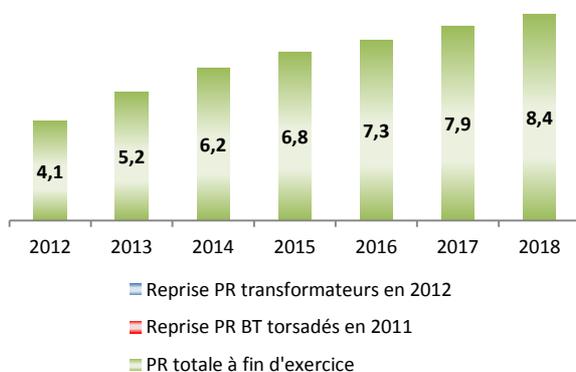
Evolution de la valeur de remplacement (en M€)



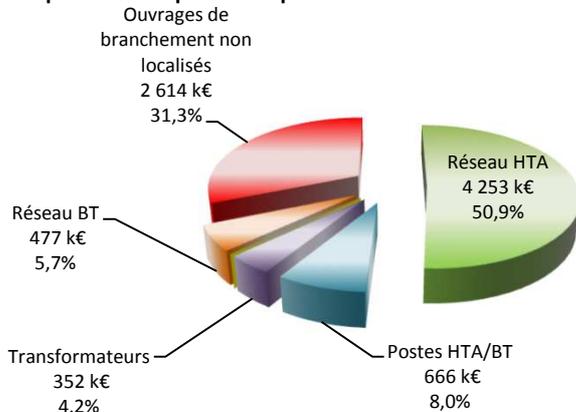
Les provisions pour renouvellement

Les provisions pour renouvellement sont constituées par le concessionnaire pour les ouvrages renouvelables avant la fin de la concession. Elles doivent couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique. Elles ne peuvent être utilisées que pour renouveler l'ouvrage pour lequel elles ont été constituées.

Evolution des provisions pour renouvellement constituées (en M€)



Répartition des provisions pour renouvellement constituées

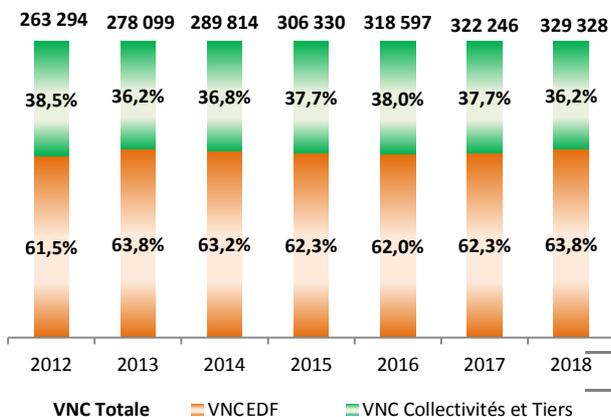


En 2011, l'impact sur le flux annuel de PR de la modification des modalités de calcul de la PR est de 0 k€. Les effets de cette modification se feront ressentir jusqu'à la fin du contrat de concession.

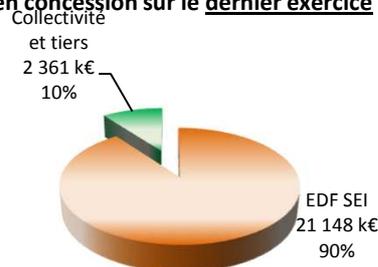
Les éléments patrimoniaux

La répartition de l'origine de financement des immobilisations

Evolution de l'origine de financement de la Valeur Nette Comptable des mises en service (en k€)



Origine de financement des ouvrages mis en concession sur le dernier exercice



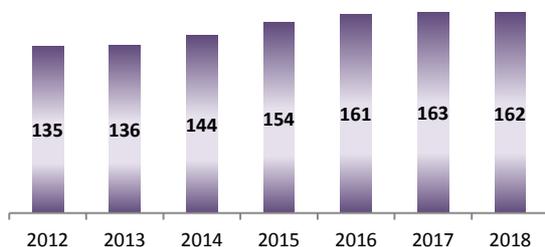
Statistiques AEC (ex 2018 - 72 AO DE)

	Financement Enedis (metropole)	Financement Collectivité
Minimum	31%	2%
Moyenne	74%	26%
Maximum	98%	69%

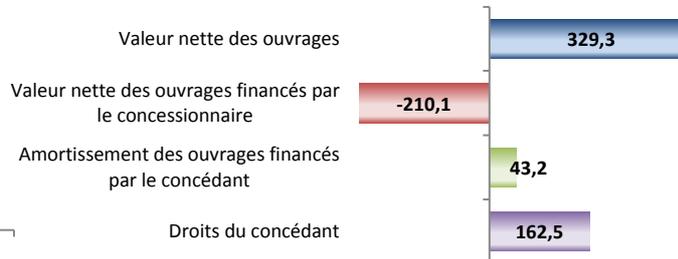
Les droits du concédant

Les droits du concédant représentent la valeur des biens mis gratuitement dans la concession par le concédant.

Evolution des droits du concédant (en M€)

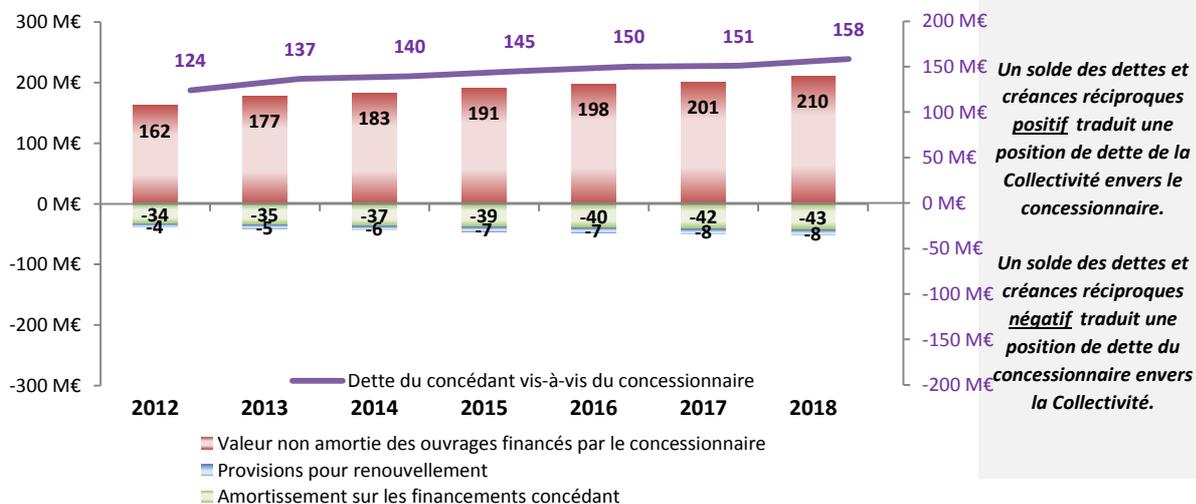


Décomposition des droits du concédant sur le dernier exercice (en M€)



Les dettes et créances réciproques

Evolution des dettes et créances réciproques



Un solde des dettes et créances réciproques **positif** traduit une position de dette de la Collectivité envers le concessionnaire.

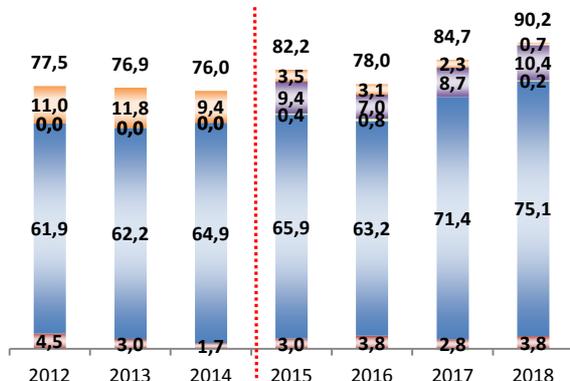
Un solde des dettes et créances réciproques **néglatif** traduit une position de dette du concessionnaire envers la Collectivité.

Le compte d'exploitation

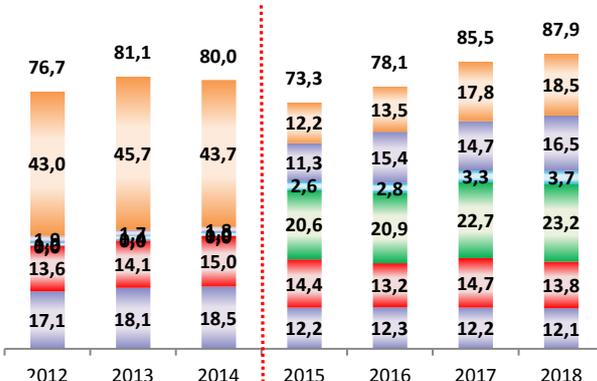
Montants des produits et charges d'exploitation du concessionnaire

Changements de méthode d'affectation
cf. rapport spécifique

Evolution des produits d'exploitation (M€)



Evolution des charges d'exploitation (M€)



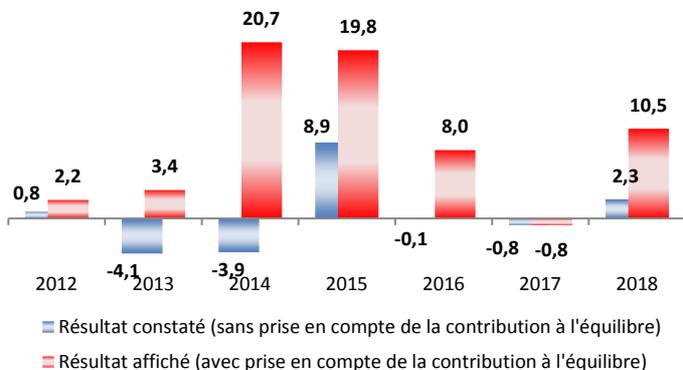
- Autres produits d'exploitation*
- Production stockée et immobilisée
- Reprises sur amortissements et provisions*
- Recettes d'acheminement
- Recettes de raccordements et prestations

- Autres charges*
- Charges centrales*
- Impôts, taxes, redevances, contribution*
- Charges de personnel*
- Dotations aux amortissements et provisions
- Accès réseau amont et achats des pertes sur réseau de distribution*

*Ces données sont issues d'une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supraconcessif.

Résultats d'exploitation "constaté" et "affiché" de la concession

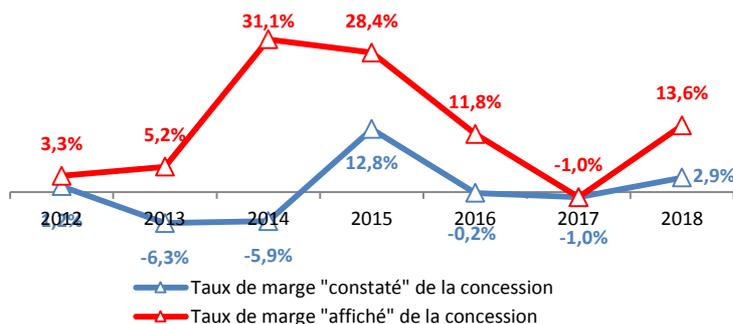
Evolution des résultats "constaté" et "affiché" de la concession (M€)



Le résultat « affiché » est un résultat théorique qui correspond à une quote-part du résultat d'EDF SEI calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession. Le résultat « constaté » est calculé par différence entre les produits et les charges d'exploitation de la concession.

Evolution des taux de marge d'exploitation "constaté" et "affiché" de la concession

Evolution des taux de marge "constaté" et "affiché" de la concession



Le taux de marge 'affiché' est identique quelque soit la concession considérée. Ce taux de marge 'affiché' est également identique à celui de la société EDF SEI. Le taux de marge 'constaté' donne une indication sur la rentabilité de la concession (rapport entre le résultat 'constaté' et le chiffre d'affaires de la concession).

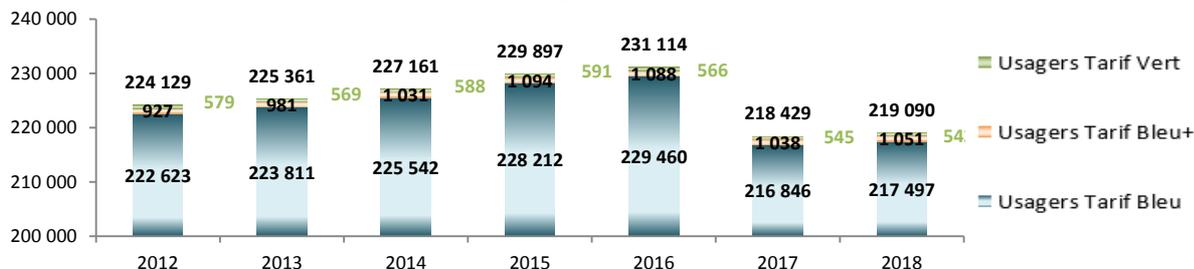
Les usagers de la concession

Les usagers sont répartis selon les niveaux de puissance et segments mentionnés dans le tableau ci-contre.

Segment	Bleu	Bleu+	Vert	
Tension	BT		HTA	
Niveau de puissance	≤ 36 kVA	> 36 kVA	< 250 kW	> 250 kW

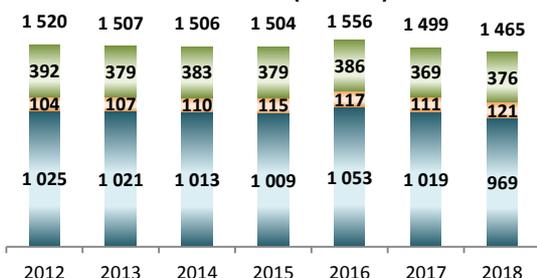
La répartition des usagers

Evolution du nombre d'usagers BT et HTA sur la concession

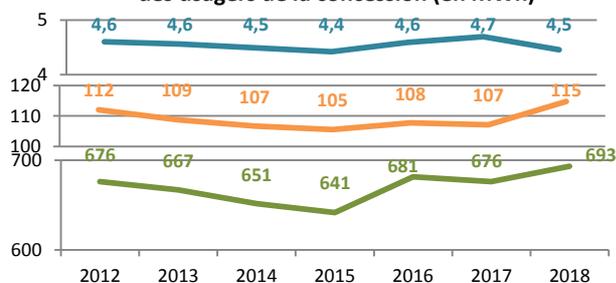


La répartition des consommations des usagers

Evolution des consommations des usagers de la concession (en GWh)

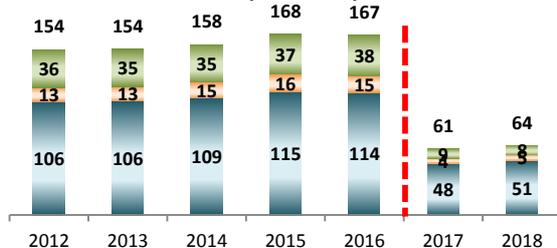


Evolution de la consommation moyenne des usagers de la concession (en MWh)

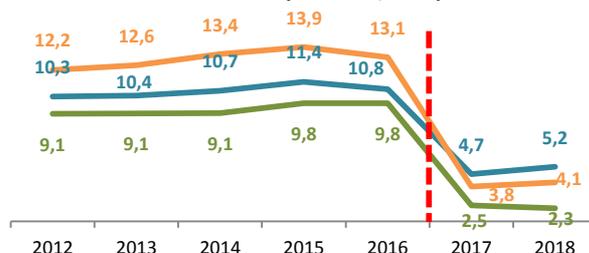


La répartition des recettes d'acheminement des usagers

Evolution des recettes sur la concession (en M€ HT)



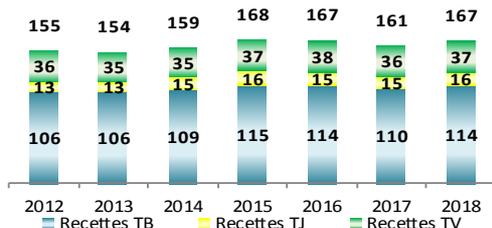
Evolution du prix moyen du kWh sur la concession (en c€ HT/kWh)



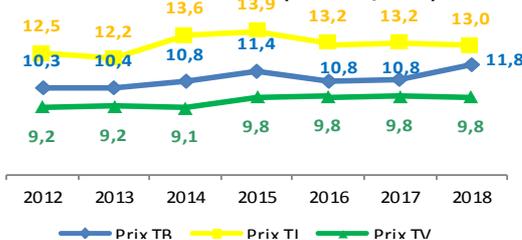
Le CRAC de 2017 précise que pour les exercices précédents, le chiffre d'affaire énergie a été remplacé par les recettes d'acheminement qui représentent uniquement la partie TURPE (distribution et transport) des recettes d'énergie.

La répartition des recettes de fourniture

Evolution des recettes sur la concession (en M€ HT)



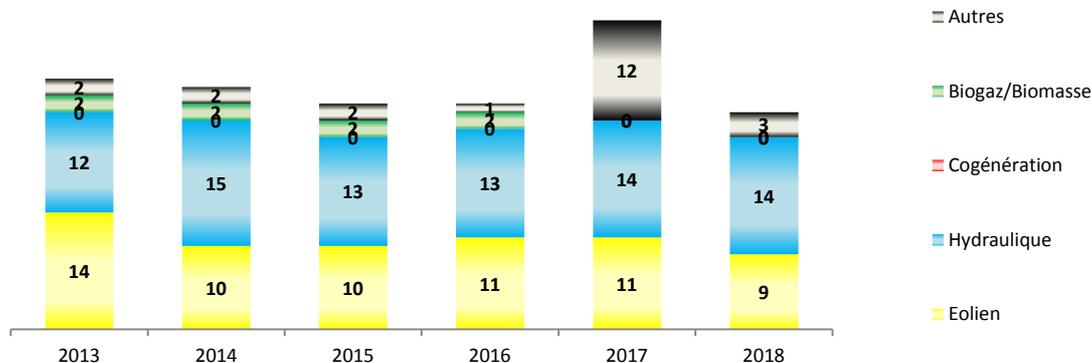
Evolution du prix moyen du kWh sur la concession (en c€ HT/kWh)



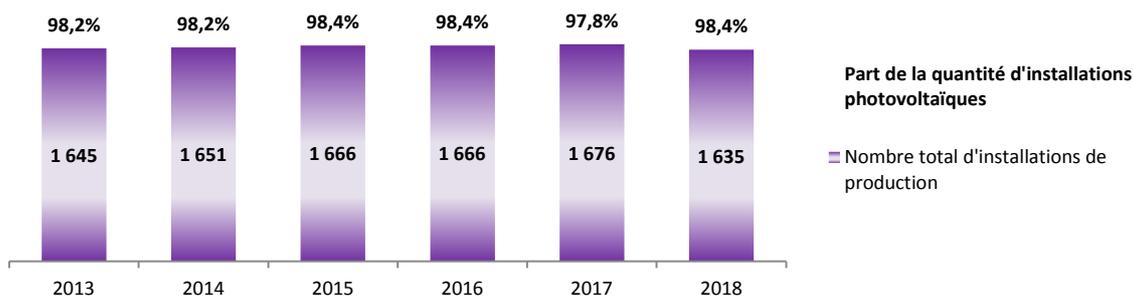
Les usagers de la concession

La répartition des producteurs

Evolution de la répartition du nombre d'installations de production par type d'énergie (hors installations photovoltaïques)

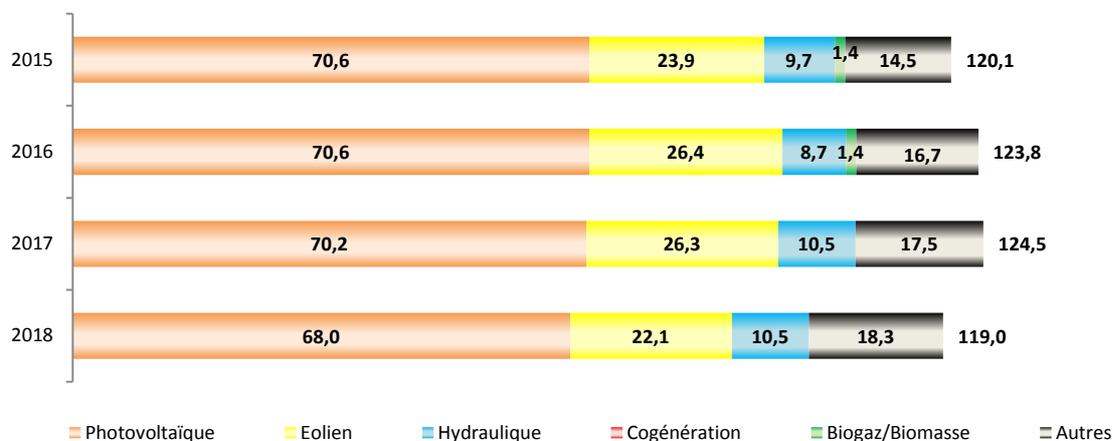


Evolution du nombre total d'installations de production et évolution de la part des installations photovoltaïques



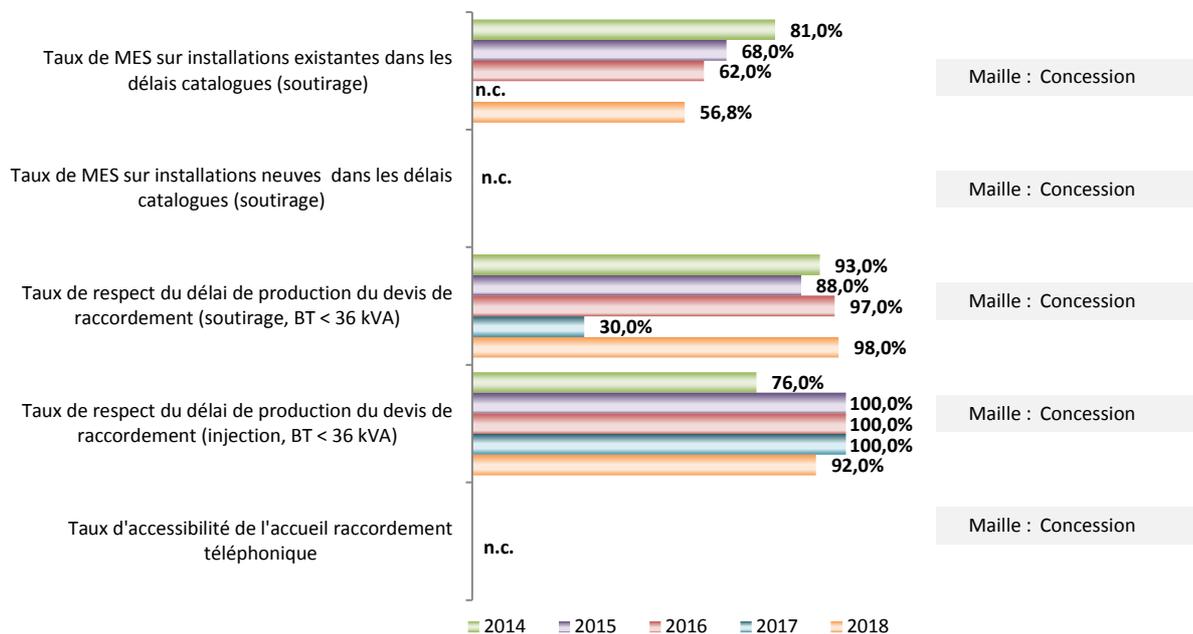
La répartition des puissances de production

Evolution des puissances totales des installations de productions (en MVA)



Les raccordements en soutirage et en injection

Indicateurs - Raccordements



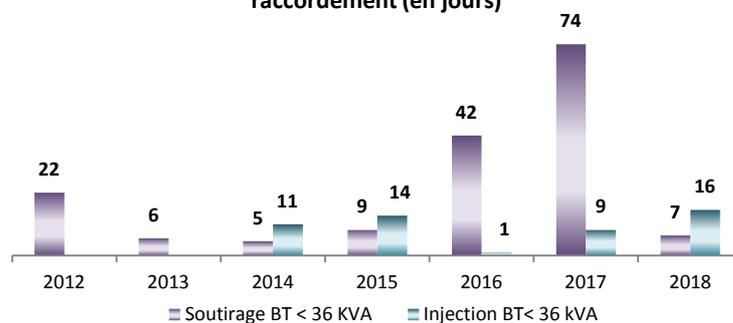
Délai moyen de production de devis pour raccordements

Evolution du délai moyen de production d'un devis de raccordement (en jours)

Mailles :

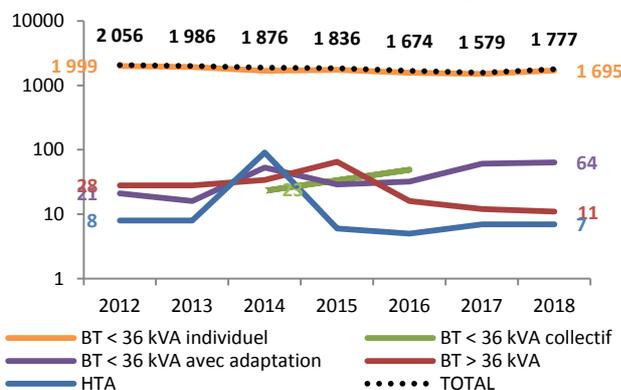
Soutirage : Concession

Injection : Concession



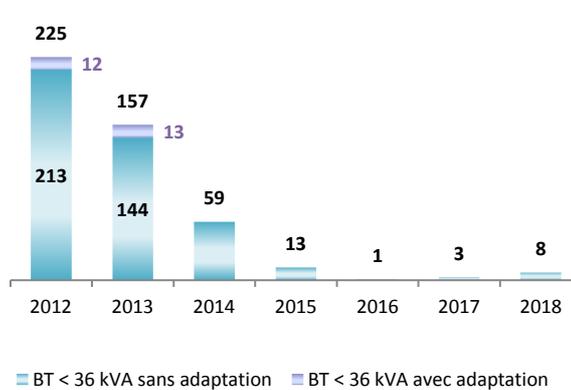
Volume annuel des raccordements

Evolution du nombre de raccordements (HTA et BT) en soutirage



Maille Soutirage : Concession

Evolution du nombre de raccordements (BT) en injection

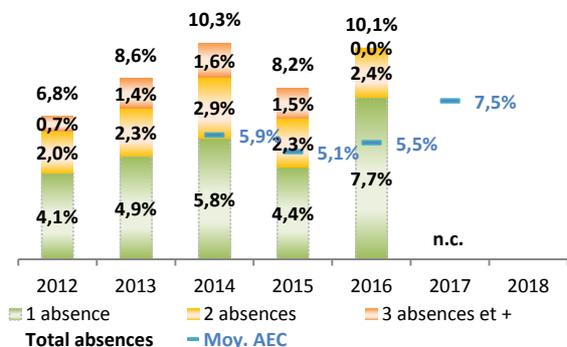


Maille Injection : Concession

Les services aux usagers du distributeur

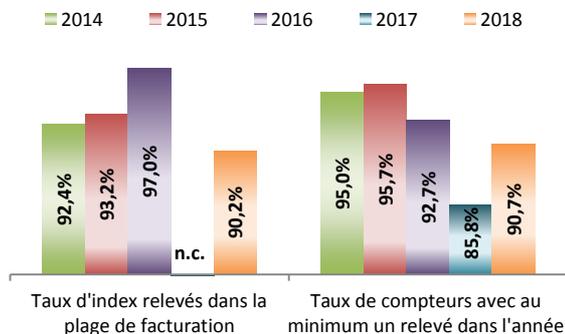
La relève

Evolution du taux d'absence à la relève



Maille : Concession

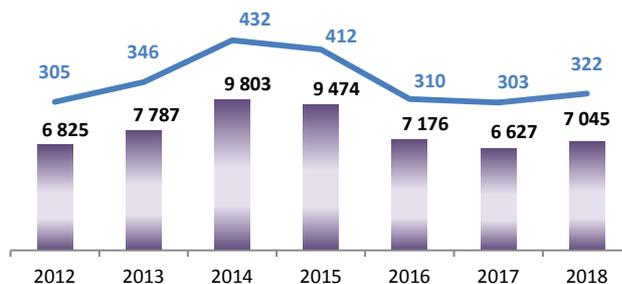
Evolution des taux relatifs à la relève



Maille : n.c.

Les coupures pour impayés

Evolution du nombre de coupures effectives pour impayés réalisées par EDF

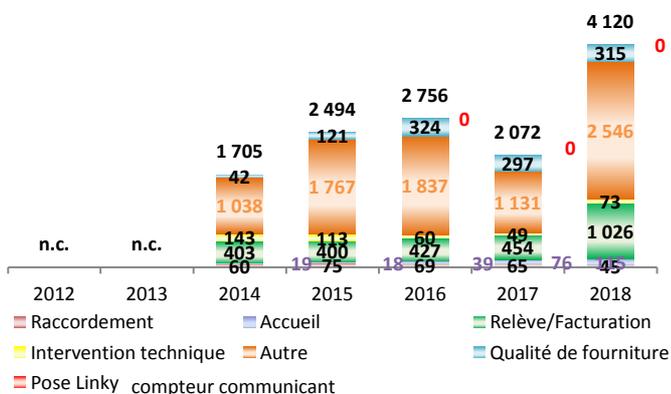


Maille : Concession

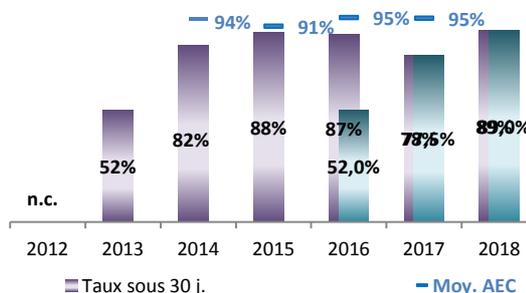
Nb de coupures effectives :
Nb de coupures effectives pour 10 000 us.

Les réclamations

Evolution de la répartition des réclamations (écrites et orales) par item

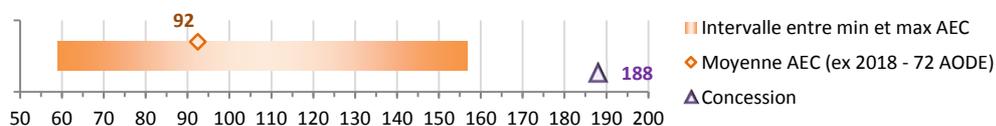


Evolution du taux de réponse aux réclamations sous 30 jours



Maille : Concession

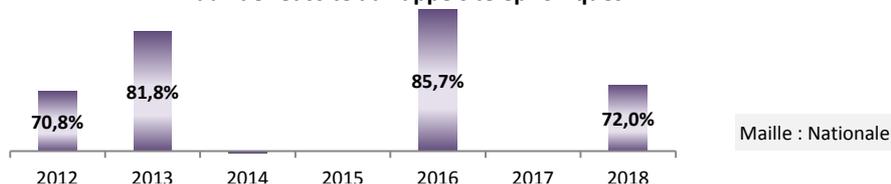
Taux de réclamations distributeur (/10 000 us)



Les services du fournisseur aux usagers aux tarifs réglementés

L'accueil des usagers

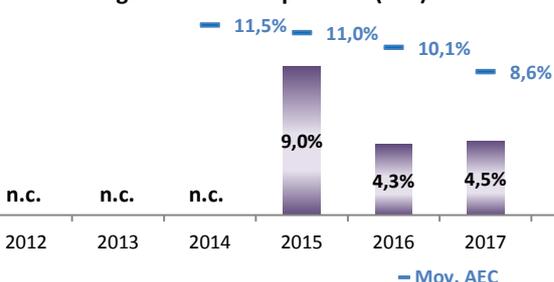
Taux de réussite aux appels téléphoniques



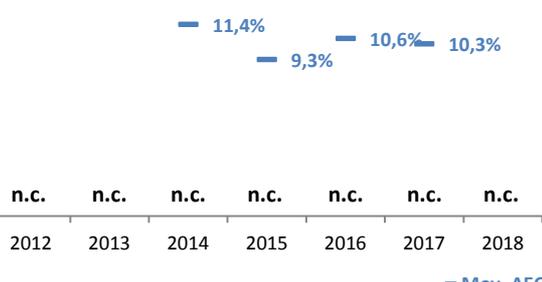
Le taux de réussite des appels téléphoniques est le nombre d'appels traités par EDF rapporté au nombre d'appels reçus.

Les services aux usagers

Pourcentage de contrats optimisés (CTS) dans l'année



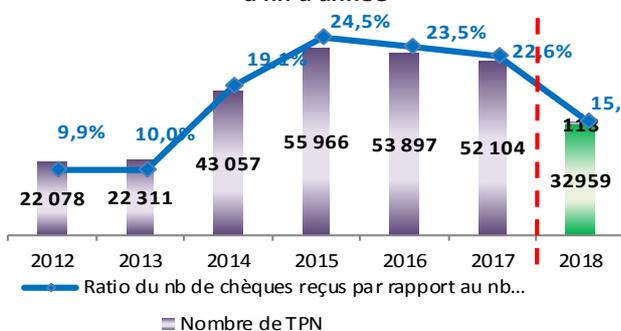
Taux de factures basées sur un auto-relevé



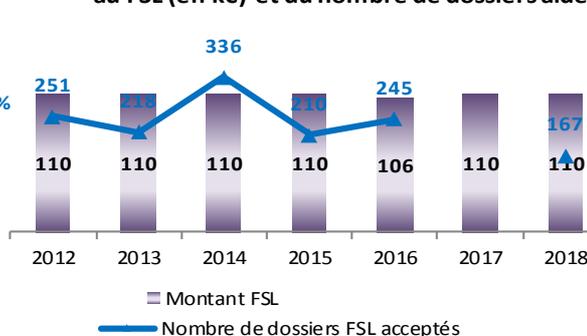
Les usagers en difficultés financières

Le Chèque Energie remplace depuis le 1er janvier 2018 le Tarif de Première Nécessité (TPN), il est envoyé aux ayants-droits sous conditions de ressources. Le Fonds Solidarité Logement (FSL), qui traite des difficultés de paiement liées au logement, à l'eau, à l'énergie et au téléphone, est cofinancé par EDF.

Evolution du nombre de bénéficiaires du TPN à fin d'année

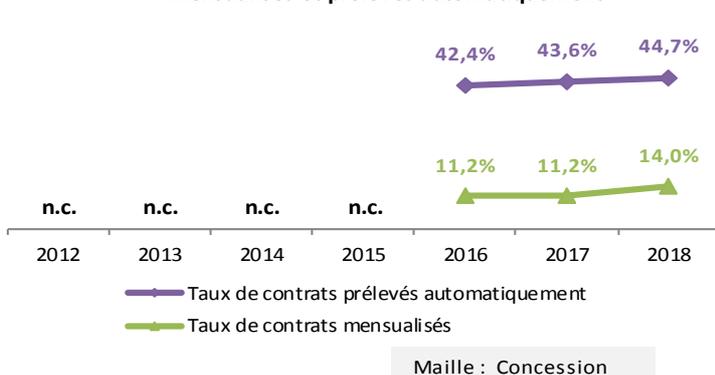


Evolution du montant alloué par EDF au FSL (en k€) et du nombre de dossiers aidés

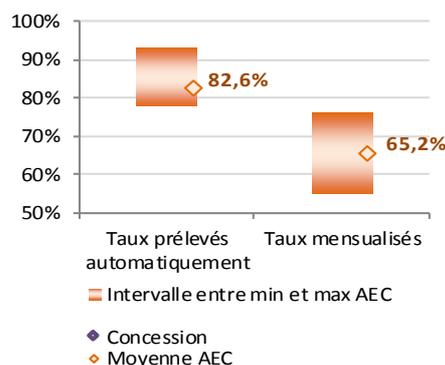


Les facilités de règlement des factures

Evolution des taux de contrats au tarif Bleu Résidentiels mensualisés et prélevés automatiquement



Comparaison des taux avec les statistiques AEC (ex 2017 - 45 AODE)



Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe



Analyse de la procédure de raccordement en soutirage et injection sur le territoire de la concession.

Exercice 2018

Juin 2020

Sommaire

1.	Introduction.....	3
2.	Contexte juridique et réglementaire du raccordement	4
2.1	Les évolutions juridiques	4
2.2	Règles applicables aux évolutions financières des opérations de raccordement	5
2.3	L'opération de raccordement de référence (ORR).....	7
3.	Contexte organisationnel du raccordement	8
3.1	Délais réglementaires de production des devis	8
3.2	Délais de réalisation des travaux.....	8
3.3	Les indicateurs relatifs aux activités de raccordement	9
4.	Examen d'un échantillon de dossiers de raccordement en soutirage.....	13
4.1	Présentation des dossiers.....	13
4.2	Le jalonnement et le contexte des affaires	14
4.3	Analyse des propositions techniques et financières	15
4.4	Bilan	26
5.	Analyse de 10 dossiers de raccordement en injection	27
5.1	Présentation des dossiers.....	27
5.2	Le jalonnement et le contexte des affaires	27
5.3	Analyse des propositions techniques et financières	29
5.4	Bilan	40
6.	Conclusions.....	42

1. Introduction

Le contexte des raccordements des consommateurs et des producteurs d'électricité a connu plusieurs évolutions réglementaires ces dernières années : loi SRU/UH, abandon des tickets, participation des communes aux raccordements... Ces évolutions ont potentiellement affecté la qualité de service offerte aux usagers.

Cette analyse aborde les aspects technico-économiques de dossiers traités par le concessionnaire (dossiers type raccordement avec extension de réseau par tranche de puissance). Elle vise à s'assurer que le concessionnaire respecte strictement les règles de facturation envers les pétitionnaires. Il s'agira aussi de vérifier que les ouvrages sont correctement valorisés et immobilisés dans le patrimoine de la concession.

Ce rapport permet donc tout d'abord de rappeler le contexte juridique et réglementaire des raccordements. Ensuite, l'analyse d'un échantillon de 20 dossiers en soutirage et en injection permettra de vérifier sur pièces le bon déroulement des affaires, le jalonnement des affaires depuis la date de demande initiale faite par le demandeur jusqu'à la mise en exploitation des nouveaux ouvrages selon les informations disponibles.

L'attention est portée sur le choix de l'ORR (Opération de Raccordement de Référence) proposée par le concessionnaire, les montants estimés et facturés aux demandeurs.

2. Contexte juridique et réglementaire du raccordement

2.1 Les évolutions juridiques

Depuis la loi fondatrice du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, une multitude de textes réglementaires a modifié le régime des raccordements des nouveaux points de consommation. L'historique de ces textes est rappelé ci-dessous :

- Lois SRU et UH de 2000 et 2003 instituant le financement des extensions par les collectivités en charge de l'urbanisme, et la possibilité de recouvrement d'une partie du montant auprès du demandeur via la PVR (participation pour voirie et réseaux). Pour autant, **ces dispositions n'ont quasiment pas été appliquées avant le 1^{er} janvier 2009, le régime des tickets perdurant de fait jusqu'à cette date** ;
- Décret du 28 août 2007 relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension. L'impact de ce décret pour la facturation des demandeurs réside dans le fait qu'il inclut les travaux de renforcement (remplacement de réseau et mutation de transformateur) dans la définition de l'extension ;
- Arrêté du 28 août 2007 définissant le taux de réfaction ; la valeur effective du taux n'a quant à elle été fixée que dans l'arrêté du 17 juillet 2008 ;
- Arrêté du 17 juillet 2008, fixant le taux de réfaction à 40%. Cet arrêté n'a été publié que le 20 novembre 2008 pour une application au 1^{er} janvier 2009.

Le premier barème de raccordement (publié par EDF SEI le 28 juin 2008) permettant l'application effective de la loi SRU/UH, c'est-à-dire le financement des extensions par les communes avec l'application du taux de réfaction, est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009. Dans certains cas cependant, du fait de l'arrêté du 28 août 2007, les opérations de renforcement étaient incluses dans la facturation (notamment pour les extensions en 18 kVA monophasé, ou lorsque la longueur du raccordement dépassait 100 m).

Face à cette situation pour le moins contradictoire, avec l'obligation qu'a le gestionnaire de réseau d'adapter les charges et le financement du TURPE qui en découle, le groupe de travail Lenoir a été chargé de réfléchir à une adaptation de ce barème visant à ne pas léser les consommateurs de petites puissances. Les conclusions ont été rendues en juin 2009, avec pour conséquences :

- La proposition d'un nouveau barème fin juillet 2009 (soit 7 mois après l'entrée en vigueur du 1^{er} barème) ;
- La publication du décret du 21 octobre 2009 modifiant l'arrêté du 28 août 2007 sur le taux de réfaction. Ces modifications ont eu l'impact suivant :
 - Les raccordements en 18 kVA monophasé ne sont plus proposés ;
 - Les formules de coût simplifiées restent valables lorsque la puissance demandée est inférieure ou égale à 36 kVA (c'est-à-dire en 12 kVA monophasé ou en 36 kVA triphasé) et que la distance au poste de distribution le plus proche est inférieure à 250 m ;
 - Le renforcement de réseau n'est plus facturé aux usagers BT (jusqu'à 250 kVA en triphasé et 12 kVA en monophasé) ;
- Approbation par la CRE du barème V2 le 7 janvier 2010 pour une entrée en vigueur le 7 avril 2010 ;

- L'article 71 de la loi Grenelle 2 (loi du 12 juillet 2010) confirme que pour les raccordements en basse tension, les coûts liés aux remplacements éventuels sont entièrement couverts par le TURPE.
- Approbation par le CRE du barème 2017 soumis à la CRE par EDF SEI le 27 juillet 2017 et applicable dès le 1^{er} janvier 2018.
- Approbation par la CRE du nouveau barème de raccordement avec notamment la mise en place de la réfaction pour les raccordements des producteurs d'une puissance inférieure à 100 kVA.

2.2 Règles applicables aux évolutions financières des opérations de raccordement

La mise en œuvre de l'article 71 de la loi n°2010-788 du 12 juillet 2010 dite loi GRENELLE 2 a modifié l'article 18 de la loi du 10 février 2000. Il restreint le périmètre de facturation des extensions de réseau pour le raccordement en BT des consommateurs finals. Seules les opérations soumises à AU (autorisation d'urbanisme) sont concernées par ces nouvelles dispositions (debiteur commune ou pétitionnaire en cas d'exception, article L332-8 ou L332-15 du code de l'urbanisme).

Pour les opérations non soumises à AU, par exemple dans le cas d'une modification de la puissance de raccordement ou d'une modification d'un branchement collectif ne nécessitant pas de permis de construire, le périmètre est inchangé par rapport au barème.

Les tableaux qui suivent présentent les cas de figure pour lesquels le concessionnaire applique le barème (FCS : formule de coût simplifiée) ou le canevas technique (CT) dans l'élaboration des devis.

Raccordement individuel d'une installation de consommation BT ≤ 36 kVA

Ouvrages de raccordement	Travaux de raccordement	Distance du point de livraison en limite de parcelle		
		≤ à 250 m poste existant	> à 250 m poste existant sans création de poste	> à 250 m poste existant avec création de poste
branchement	Création de branchement neuf	Facturé (FCS)	Facturé (FCS)	Facturé (FCS)
Canalisation BT	Création de canalisation BT	Facturé (FCS)	Facturé (FCS)	Facturé (CT)
	Création de canalisation BT en parallèle de canalisation existante dans la rue (pas de reprise de branchements)	Non facturé	Non facturé	Non facturé
	Création d'une canalisation BT par remplacement d'une canalisation existante (dépose, mise hors exploitation yc dans les immos)	Non facturé	Non facturé	Non facturé
Postes HTA/BT	Création poste HTA/BT	Non facturé		Facturé (CT)
	Adaptation poste HTA/BT (mutation transfo, tableau BT, reprise des départs BT existants)	Non facturé	Non facturé	
Canalisation HTA	Création canalisation HTA neuve	Non facturé		Facturé (CT)
	Création canalisation HTA neuve par remplacement canalisation existante	Non facturé		Non facturé

Source : EDF SEI

**Raccordement individuel d'une installation de consommation BT > 36 kVA
(opération soumise à AU)**

Ouvrages de raccordement	Travaux de raccordement	sans création de poste PRAC ≤ 120 kVA	sans création de poste PRAC > 120 kVA	avec création de poste
branchement	Création de branchement neuf	Facturé (FCS)	Facturé (FCS)	Facturé (FCS)
Canalisation BT	Création de canalisation BT	Facturé (FCS)	Facturé (FCS)	Facturé (CT)
	Création de canalisation BT en parallèle de canalisation existante dans la rue (pas de reprise de branchements)	Non Facturé (lorsque la nouvelle cana évite le remplacement de la cana existante)	Facturé (FCS)	Facturé (CT)
	Création d'une canalisation BT par remplacement d'une canalisation existante (dépose, mise hors exploitation yc dans les immos)	Non facturé		Non facturé
Postes HTA/BT	Création poste HTA/BT			Facturé (CT)
	Adaptation poste HTA/BT (mutation transfo, tableau BT reprise des départs BT existants)	Non facturé	Non facturé	
	Remplacement poste existant (reprise des départs existants sur nouveau poste)	Non facturé	Non facturé	
Canalisation HTA	Création canalisation HTA neuve			Facturé (CT)
	Création canalisation HTA neuve par remplacement canalisation existante			Non facturé

Nota Bene : PRAC : puissance de raccordement

Source : EDF SEI

Raccordement Collectif
(opération soumise à AU)

Ouvrages de raccordement	Travaux de raccordement	sans création de poste PRAC<=120 kVA	sans création de poste 120< PRAC <= 250 kVA	avec création de poste
branchement	Création de branchement neuf	Facturé (CT) (FCS en aval CCPI lotissement)	Facturé (CT) (FCS en aval CCPI lotissement)	Facturé (CT) (FCS en aval CCPI lotissement)
Canalisation BT	Création de canalisation BT	Facturé (CT)	Facturé (CT)	Facturé (CT)
	Création de canalisation BT en parallèle de canalisation existante dans la rue (pas de reprise de branchements)	Non Facturé (lorsque la nouvelle cana évite le remplacement de la cana existante)	Facturé (CT)	Facturé (CT)
	Création d'une canalisation BT par remplacement d'une canalisation existante (dépose, mise hors exploitation yc dans les immos)	Non facturé		
Postes HTA/BT	Création poste HTA/BT			Facturé (CT)
	Adaptation poste HTA/BT (mutation transfo, tableau BT reprise des départs BT existants)	Non facturé	Non facturé	
	Remplacement poste existant (reprise des départs existants sur nouveau poste)	Non facturé	Non facturé	
Canalisation HTA	Création canalisation HTA neuve			Facturé (CT)
	Création canalisation HTA neuve par remplacement canalisation existante			Facturé (CT) si PRAC>250 KVA

Source : EDF SEI

2.3 L'opération de raccordement de référence (ORR)

L'offre de raccordement de référence est définie dans l'article 1^{er} de l'arrêté du 28 août 2007.

L'opération de raccordement de référence (ORR) concerne les travaux et études. Celle-ci doit :

- Permettre de réaliser un raccordement à la puissance demandée par le client ;
- Emprunter un tracé techniquement (normes) et administrativement (voirie) réalisable ;
- Être conforme au référentiel technique publié par le gestionnaire du réseau public de distribution.

Elle doit également minimiser la somme des coûts des ouvrages de branchement et d'extension définis réglementairement :

- Y compris les remplacements et création en parallèle qui font partie des extensions,
- Mais qui ne sont pas facturés s'ils minimisent les coûts par rapport à la simple création pour un consommateur final BT.

3. Contexte organisationnel du raccordement

3.1 Délais règlementaires de production des devis

Les délais de production des devis sur la base desquels EDF SEI s'est engagée selon le barème de raccordement sont :

	Sans extension	Avec extension
Consommateur individuel BT ≤ 36 kVA	10 jours ouvrés	6 semaines
Consommateur BT > 36 kVA	10 jours ouvrés	3 mois
Consommateur HTA	3 mois	3 mois
Producteur BT ≤ 36 kVA (sans consommation)	3 mois	3 mois
Producteur BT > 36 kVA (sans consommation)	3 mois	3 mois
Producteur BT ≤ 36 kVA sur installation de consommation existante	6 semaines	3 mois
Producteur BT > 36 kVA sur installation de consommation existante	6 semaines	3 mois
Producteur HTA sur installation de consommation existante	3 mois	3 mois
Producteur ≤ 36 kVA et consommateur BT ≤ 36 kVA	3 mois	3 mois
Producteur HTA	3 mois	3 mois
Consommateur collectif (groupe de 3 racc., lotissement, immeuble, ZAC...)	3 mois	3 mois
<i>Tout autre cas est considéré comme un ouvrage spécifique</i>	-	-

Source : EDF SEI : Barème pour la facturation de l'opération de raccordement des utilisateurs au réseau public de distribution d'électricité (Barème au 1^{er} Août 2017)

Les délais sur lesquels le concessionnaire s'est engagé pour émettre des devis suite à la réception du dossier complet de demande de raccordement sont selon les cas de 10 jours ouvrés, 6 semaines ou 3 mois. Plus particulièrement pour les producteurs, il est soit de 6 semaines, soit de 3 mois.

3.2 Délais de réalisation des travaux

Concernant les délais de réalisation des travaux, aucun engagement n'est précisé dans le catalogue des prestations. Ces délais dépendent, dans la plupart des cas, des aléas de programmation des travaux comme l'obtention des autorisations administratives ou de la disponibilité des entreprises de travaux ou même des aléas de réalisation des travaux eux-mêmes.

Dans les propositions techniques et financières, le concessionnaire a introduit la possibilité pour le pétitionnaire d'indiquer le délai souhaité afin de mieux planifier ses travaux et satisfaire ainsi les pétitionnaires.

3.3 Les indicateurs relatifs aux activités de raccordement

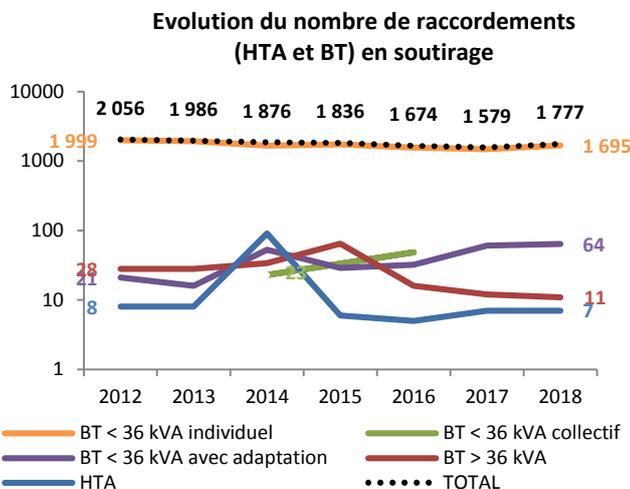
3.3.1 Taux d'accessibilité du centre d'appel « accueil raccordement »

L'accueil raccordement du concessionnaire est l'un des principaux canaux de communication entre les demandeurs de raccordement et EDF SEI avec le portail de raccordement Web. La qualité de son accessibilité est ainsi primordiale pour garantir la satisfaction de la clientèle et pour initier les 1^{ères} étapes du processus.

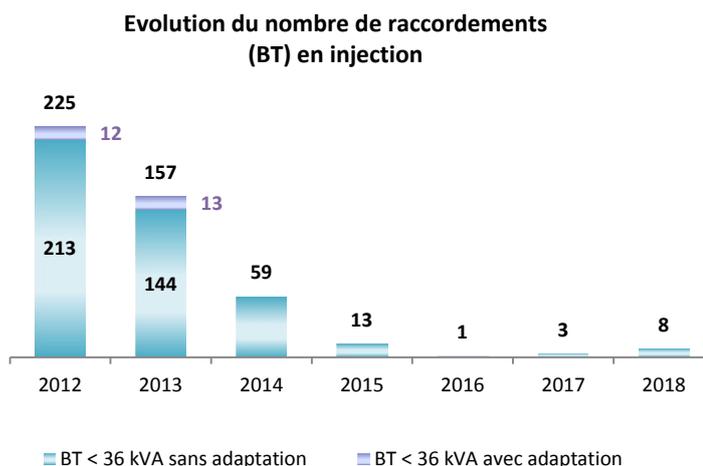
Le taux d'accessibilité de l'accueil téléphonique n'a pas été transmis, ce qui est particulièrement dommageable aux vues de l'importance de ce canal d'échange pour le concessionnaire.

3.3.2 Les volumes et typologie des raccordements dans le SY.MEG

Le volume total de raccordements en soutirage suit une tendance à la baisse depuis 2012 jusqu'en 2017. En 2018, le nombre de raccordement remonte pour s'établir à 1 777.



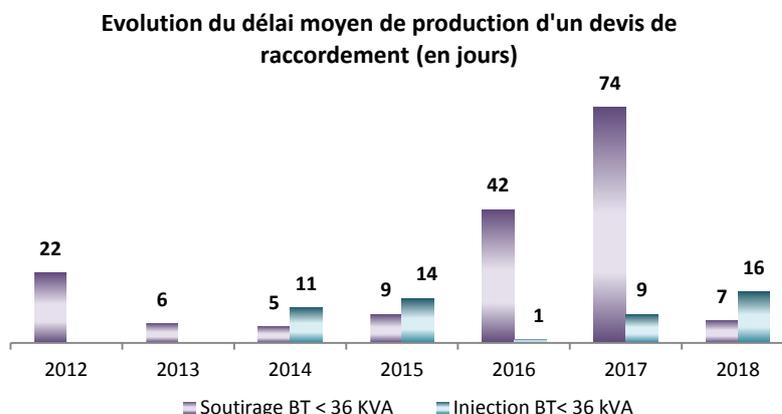
Le volume total de raccordements en injection BT < 36kVA suit également une tendance à la baisse d'ampleur depuis l'exercice 2012 en passant de 225 à 8 raccordements en 2018. La chute du volume de raccordement observée en 2012 est expliquée par le décret du 9 décembre 2010 instaurant un moratoire sur le photovoltaïque (suspension de l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil). L'année 2018 confirme l'arrêt du développement de la production en BT sur la concession. Après un exercice 2015 présentant un volume très faible de raccordement BT < 36 kVA en en injection (13), seulement 4 raccordements BT injection < 36kVA ont été réalisés en 2016 et 2017 et 8 en 2018.



3.3.3 Délai moyen de production de devis pour raccordements

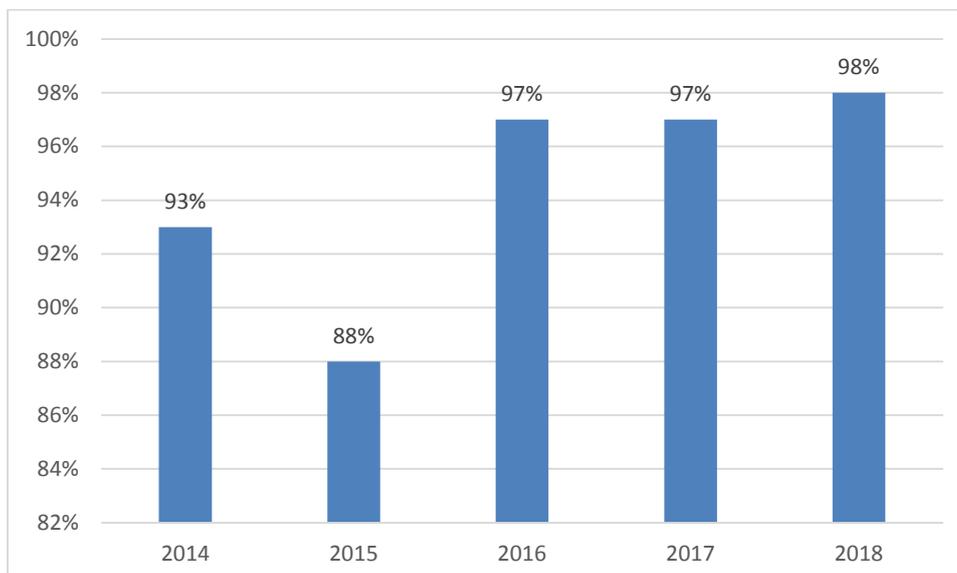
EDF SEI s'engage sur des délais de production de devis de raccordement, suivant la typologie de demande.

Le graphique suivant présente l'évolution du délai de production d'un devis de raccordement en soutirage et en injection < 36 kVA.



Le délai moyen de production d'un devis de raccordement pour des usagers BT en soutirage (< 36 kVA) a fortement augmenté en 2016 et en 2017, passant à 74 jours en moyenne contre 9 jours en moyenne en 2015. En 2018, le délai revient sur les niveaux de 2015 avec une moyenne de 7 jours pour les raccordements en soutirage < 36 kVA et à 16 jours pour les raccordements injection < 36 kVA.

Taux de respect du délai de production du devis de raccordement (soutirage < 36 kVA)

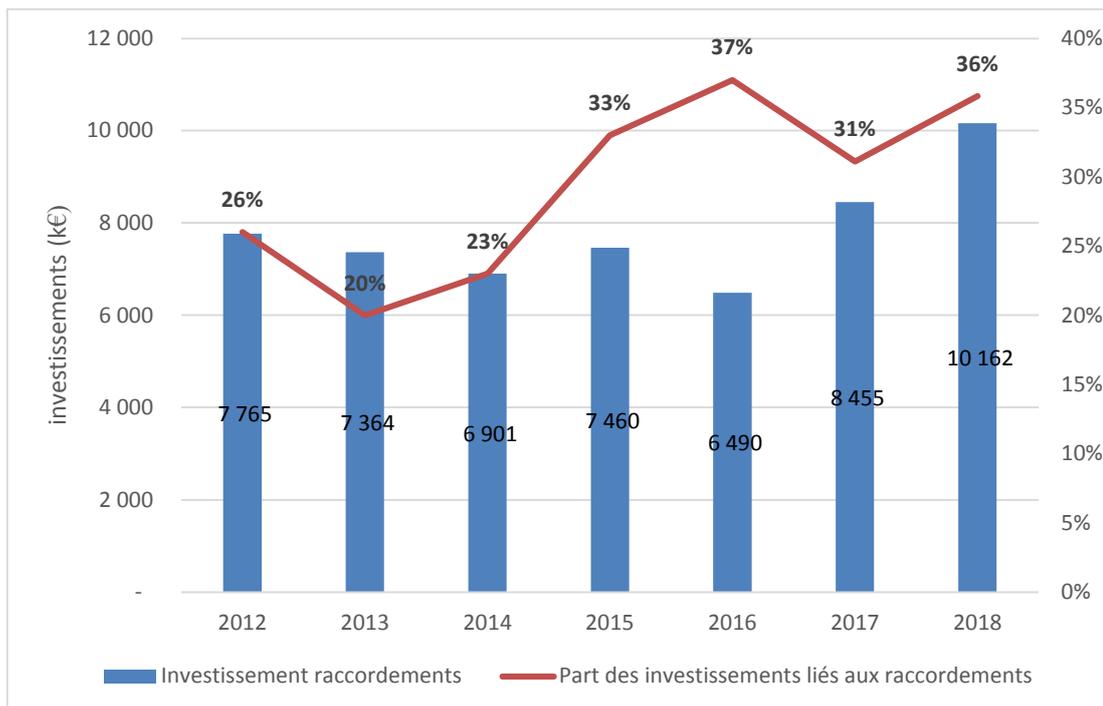


Le taux de respect du délai de production du devis de raccordement sur cette même tranche de puissance de raccordement s'établit à 98% contre 97 % en 2017 en hausse de 1 point.

3.3.4 Suivi des investissements liés aux raccordements

Selon le CRAC, les investissements réalisés sur la concession du SY.MEG par EDF SEI dans le cadre des raccordements sont de 10,1 M€ sur l'exercice 2018. Ainsi, cela représente environ 36 % des investissements.

Suivi des investissements liés aux raccordements



Sur la période 2013 à 2016, la part des investissements relatifs aux raccordements est en augmentation importante, passant de 20 % des investissements en 2013 à 37 % en 2016. Cette augmentation de la part relative aux raccordements dans l'investissement totale est due à la baisse globale des investissements par le concessionnaire (réduction par deux des investissements entre 2013 et 2016), plutôt qu'à une augmentation des investissements liés aux raccordements. Ces derniers ont en réalité diminué entre 2013 et 2016.

En 2018, les investissements remontent à 10 162 k€. Cette augmentation des investissements liés aux raccordements est cohérente avec la hausse du volume de raccordement des usagers en soutirage et en injection. De plus cette hausse peut également s'expliquer par les travaux de reconstruction liés à IRMA et MARIA.

3.3.5 Synthèse

En résumé, l'analyse des indicateurs sur les activités "raccordements" du distributeur a fait ressortir les points suivants :

- Les raccordements de production en BT < 36 kVA augmentent. 8 raccordements sur cette catégorie de puissance ont été effectués en 2018 ;
- Les raccordements soutirage en hausse sur la période 2016 à 2018 ;
- Un bon taux de devis envoyé dans les délais à 98% en hausse de 1 point par rapport à 2017.
- Des dépenses imposées par les demandes de raccordements en hausse sur la période en volume, et représentant une proportion relativement importante des investissements totaux d'EDF-SEI (36%) dans un contexte de hausse des investissements notamment avec la reconstruction liée à IRMA et MARIA.

Après cette analyse globale sur les activités "raccordements" du concessionnaire, l'AODE a souhaité réaliser une étude d'un échantillon de dossiers.

Ainsi, la partie suivante traite l'analyse d'un échantillon de dossiers permettant de vérifier sur pièces le bon déroulement des affaires, le jalonnement des affaires, le choix de l'ORR (Opération de Raccordement de Référence) proposée par le concessionnaire ainsi qu'une analyse de la juste facturation faites aux demandeurs au regard des dépenses engagées du concessionnaire.

4. Examen d'un échantillon de dossiers de raccordement en soutirage

4.1 Présentation des dossiers

Un échantillon de 10 dossiers de raccordement en soutirage a été sélectionné en accord avec le Sy.MEG.

N° AEC	N° dossier	Commune	Contexte	Puissance demandée
1	D745/009676	SAINT-CLAUDE	Demande de raccordement pour un collectif horizontal	230 kVA
2	D745/010893	BAIE-MAHAULT	Extension réseau BT souterrain 7m pour alimenter le collectif de 7 compteurs	84 kVA
3	D745/010145	SAINT-CLAUDE	Demande de raccordement de 8 logements	78 kVA
4	D745/010848	POINTE-A-PITRE	Raccordement esplanade port de pêche - Extension de réseau BT de 140 m en 240 aluminium	42 kVA
5	D745/009815	LES ABYMES	Demande de raccordement collectif vertical 10 logements	250 kVA
6	D745/010260	BAIE-MAHAULT	Affaire non auditée car il s'agit d'un déplacement d'ouvrage donc pas de devis.	-
7	D745/009612	LES ABYMES	Demande de raccordement d'un collectif de 94 logements	1 128 kVA
8	D745/002121	MORNE-A-L'EAU	Raccordement HTA - Affaire non auditée car erreur de libellé (investissement délibéré HTA et non d'un raccordement)	-
9	D745/001957	PORT-LOUIS	Raccordement HTA - Affaire non auditée car il s'agit d'une affaire qui date de 2009 dont les dépenses sont archivées. L'échantillon apparaît dans le fichier CAPEX car il restait un câble HTA en attente pour des investissements délibérés.	-
10	D745/007120	LES ABYMES	Demande de raccordement d'un collectif de 90 logements d'une puissance de 1 080 kVA. Création d'un poste avec travaux HTA	1080 kVA



Les affaires HTA 6, 8 et 9 n'ont pas été auditées car il s'agit d'une erreur de libellé dans le fichier des CAPEX (fichier utilisé pour faire l'échantillon). Ces affaires ne concernent pas des raccordements d'usager mais plutôt des chantiers pour l'amélioration de la performance du réseau.

L'échantillon de dossiers analysés est donc composé de 7 dossiers :

- 6 dossiers de raccordement BT collectifs ;
- 1 dossier de raccordement BT > 36 kVA individuel

4.2 Le jalonnement et le contexte des affaires

4.2.1 Délais d'établissement des devis

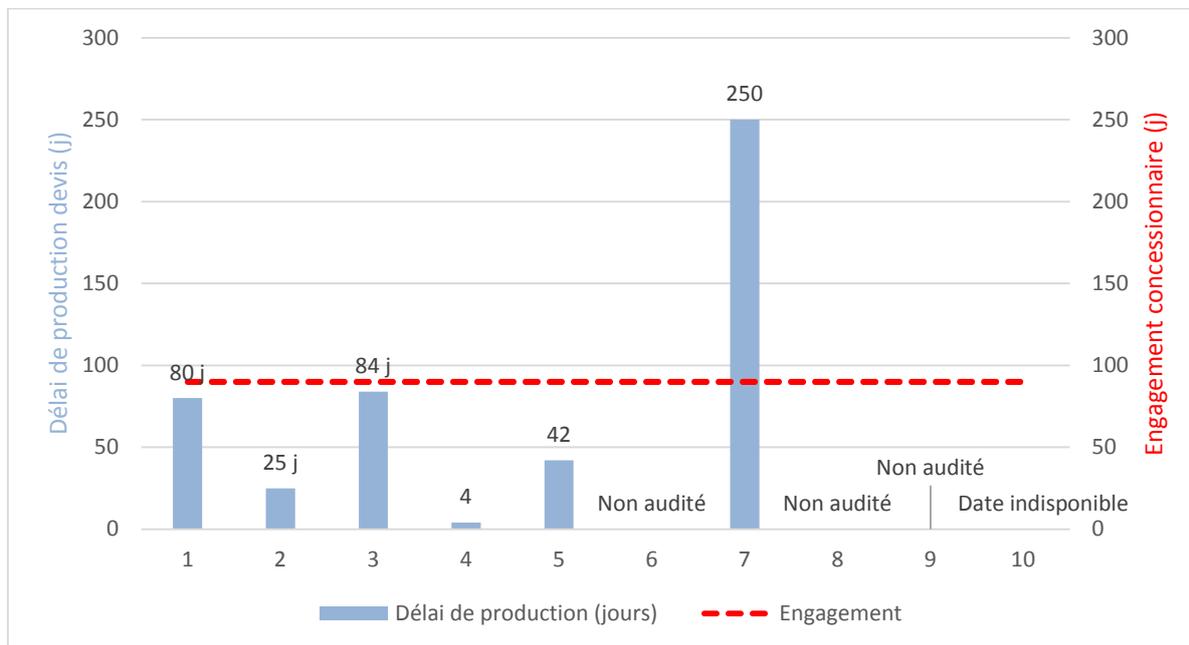
L'analyse consiste à vérifier les délais d'établissement des devis par rapport à la date de recevabilité de la demande de raccordement (T0). Les engagements du concessionnaire sont rappelés dans le paragraphe 3.1. Le suivi du jalonnement est très perfectible, avec une grande hétérogénéité des données reçues en fonction des dossiers. Notamment, la date de production du premier devis n'est souvent pas indiquée, et ne demeure que la date d'envoi du devis accepté.

Pour plusieurs dossiers les informations n'ont pas été transmises car il ne s'agissait pas de dossier de raccordement (dossier 6,8 et 9) ou alors les données de jalonnement n'étaient pas disponibles (dossier 10).

N° AEC	N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Date de la réception de la demande	Date d'envoi du 1er devis	Délai de production (jours)	Engagement	Respect (oui/non)
1	D745/009676	SAINT-CLAUDE	Demande de raccordement pour un collectif horizontal	06/01/2017	27/03/2017	80	3 mois	Oui
2	D745/010893	BAIE-MAHAULT	Extension réseau BT souterrain 7m pour alimenter le collectif de 7 compteurs	11/05/2018	05/06/2018	25	3 mois	Oui
3	D745/010145	SAINT-CLAUDE	Demande de raccordement de 8 logements	22/09/2017	15/12/2017	84	3 mois	Oui
4	D745/010848	POINTE-A-PITRE	Raccordement esplanade port de pêche - Extension de réseau BT de 140 m en 240 aluminium	07/05/2018	11/05/2018	4	3 mois	Oui
5	D745/009815	LES ABYMES	Demande de raccordement collectif vertical 10 logements	11/12/2017	22/01/2018	42	3 mois	Oui
6	D745/010260	BAIE-MAHAULT	Affaire non auditée car il s'agit d'un déplacement d'ouvrage donc pas de devis.	-	-	-	3 mois	-
7	D745/009612	LES ABYMES	Demande de raccordement d'un collectif de 94 logements	24/11/2016	01/08/2017	250	3 mois	Non
8	D745/002121	MORNE-A-L'EAU	Raccordement HTA - Affaire non auditée car erreur de libellé (investissement délibéré HTA et non d'un raccordement)	-	-	-	3 mois	-
9	D745/001957	PORT-LOUIS	Raccordement HTA - Affaire non auditée car il s'agit d'une affaire qui date de 2009 dont les dépenses sont archivées. L'échantillon apparaît dans le fichier CAPEX car il restait un câble HTA en attente pour des investissements délibérés.	-	-	-	3 mois	-
10	D745/007120	LES ABYMES	Demande de raccordement d'un collectif de 90 logements d'une puissance de 1 080 kVA. Création d'un poste avec travaux HTA	Date de jalonnement indisponible	-	-	3 mois	-

Le graphique ci-dessous montre pour chacune des affaires le délai de production du devis.

Respect des engagements en termes de délai de production du devis



Pour 7 affaires de raccordement en soutirage, les informations nécessaires à l'étude de jalonnement ont été disponibles sur 6 d'entre elles. L'analyse montre que :

- Sur les 6 affaires où les données ont été disponibles, 5 affaires respectent les engagements d'EDF SEI en termes de délai de production du devis ;
- Le délai moyen est de 80 jours sur 6 affaires.

La partie suivante présente pour chaque dossier l'analyse de la solution technique de référence et la conformité avec le barème de raccordement.

4.3 Analyse des propositions techniques et financières

Cette partie consiste à vérifier, pour chacun des dossiers analysés la justesse de la solution technique, la conformité du barème de facturation des raccordements appliqué. Rappelons que le barème en vigueur est appliqué à la date d'envoi du devis.

NB : Les APS (Avant-Projet Sommaire) et éléments de contexte de chaque dossier ont été présentés en séance mais n'ont pas été transmis par le concessionnaire, ce qui complique grandement la présentation des dossiers

4.3.1 Affaire 1 : Demande de raccordement collectif horizontal d'une puissance de 230 kVA

N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Contexte	Montant du devis	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction	Dépenses	Taux de couverture
D745/009676	SAINT-CLAUDE	Raccordement consommateurs BT < 36 kVA avec Extension - collectif	Demande de raccordement collectif horizontal	53 383€	oui	88 972 €	54 164 €	164%

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- Cette affaire a nécessité la création d'un poste de 250 kVA pour une puissance de raccordement de 230 kVA.
- Cette justification technique est conforme

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- La réfaction a bien été appliquée
- Le montant du devis avant réfaction s'élève à 88,9 k€ pour un montant de dépenses de 54,1 k€ soit un taux de couverture de 164%.
- Ce taux de couverture correspond au montant du devis avant réfaction divisé par le montant des dépenses. Ce taux est très élevé.
- Ce taux s'explique notamment par le fait qu'il est facturé 80 m de réseau HTA or il est posé seulement 37 m de réseau HTA.
- De plus, EDF explique que cette affaire n'est pas terminée et qu'il manque des dépenses de 6 000 euros ainsi qu'un poste HTA/BT qu'il faudrait rajouter dans les états de dépenses. (Pourtant l'affaire paraît bien clôturée dans les investissements et elle est MES en 2019).

➤ **Conclusion :**

- La solution technique de référence est bien appliquée néanmoins le taux de couverture est trop élevé ce qui est en défaveur du demandeur.

4.3.2 Affaire 2 : Demande de raccordement d'un collectif de 7 compteurs avec extension. (Puissance demandée 84 kVA)

N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Contexte	Montant du devis	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction	Dépenses	Taux de couverture
D745/010893	BAIE-MAHAULT	Raccordement consommateurs BT < 36 kVA avec Extension - collectif/groupé.	Demande d'extension réseau BT souterrain 7m pour alimenter un collectif de 7 compteurs	5 620 €	Non	5 620 €	11 890 €	47%

➤ Commentaire sur la solution technique :

- Il s'agit uniquement d'un branchement de 7 logements

➤ Commentaire sur la solution financière :

- La réfaction n'a pas été appliquée ce qui est normal car il s'agit uniquement de branchements.
- Le montant du devis s'élève à 5,6 k€ pour un montant de dépenses de 11,8 k€ soit un taux de couverture de 47%.
- Le taux de couverture est faible mais reste difficile à analyser au regard du montant global de l'affaire qui est très faible.

4.3.3 Affaire n°3 : Demande de raccordement de 8 logements pour une puissance de 78 kVA

N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Contexte	Montant du devis	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction	Dépenses	Taux de couverture
D745/010145	SAINT-CLAUDE	Raccordement consommateurs BT < 36 kVA avec extension - collectif/groupé.	Raccordements de 8 logements	8 427 €	oui	14 044 €	15 158 €	93%

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- La solution technique de référence est conforme à la réglementation.

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- Le montant du devis avant la réfaction s'élève à 14 k€ pour un montant de dépenses de 15 k€ soit un taux de couverture de 93%.
- Le taux de couverture est cohérent avec le montant global de l'affaire.

4.3.4 Affaire n°4 : Demande de raccordement au port de pêche - puissance de raccordement de 42 kVA

N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Contexte	Montant du devis	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction	Dépenses	Taux de couverture
D745/010848	POINTE-A-PITRE	Raccordement consommateurs BT < 36 kVA Avec extension - sites individuels	Raccordement esplanade port de pêche - Extension de réseau BT de 140 m en 240 alu	14 112 €	oui	23 519 €	29 521 €	80%

➤ Commentaire sur la solution technique :

- La solution technique de référence est conforme à la réglementation.

➤ Commentaire sur la solution financière :

- La réfaction est bien appliquée.
- Le montant du devis avant la réfaction s'élève à 23,5 k€ pour un montant de dépenses de 29,5 k€ soit un taux de couverture de 80%.
- Le taux de couverture est un peu faible (de 80%) ce qui est en défaveur du concessionnaire.

4.3.5 Affaire n°5 : Demande de raccordement de 10 logements - puissance de raccordement de 250 kVA

N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Contexte	Montant du devis	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction	Dépenses	Taux de couverture
D745/009815	LES ABYMES	Raccordement consommateurs BT < 36 kVA avec Extension - collectif/groupé.	Demande de raccordement collectif vertical 10 logements	46 033 €	oui	76 722 €	57 481 €	133%

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- La solution technique de référence est conforme à la réglementation.
- Cette affaire a nécessité une mutation du transformateur HTA/BT de 400 kVA à 630 kVA ainsi qu'une reprise des départs BT existants

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- La réfaction est bien appliquée.
- Le montant du devis avant la réfaction s'élève à 76,7 k€ pour un montant de dépenses de 57,4 k€ soit un taux de couverture de 133%.
- Le taux de couverture est élevé (de 133%) ce qui est en défaveur du demandeur.

4.3.6 Affaire n°6 : Affaire de déplacement d'ouvrage – non audité

N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Contexte	Montant du devis	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction	Dépenses	Taux de couverture
D745/010260	BAIE-MAHAULT	Raccordement consommateurs BT < 36 kVA avec extension - collectif/groupé.	Il s'agit d'un déplacement d'ouvrage donc pas de devis. Non audité	Pas de devis	-	-	-	-

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- Le libellé de l'affaire « Raccordement de consommateur BT <36 n'est pas cohérent avec l'affaire car il s'agit en réalité d'un déplacement d'ouvrage.

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- Le déplacement d'ouvrage étant à la charge d'Enedis, il n'y a pas de devis dans cette affaire.

4.3.7 Affaire n°7 : Demande de raccordement de 94 logements pour une puissance de 1 128 kVA

N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Contexte	Montant du devis	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction	Dépenses	Taux de couverture
D745/009612	LES ABYMES	Raccordement consommateurs BT < 36 kVA avec extension - collectif.	Raccordement d'un collectif de 94 logements	28 024 €	oui	46 706 €	37 844 €	123%

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- Le raccordement des logements en BT se fait depuis des postes existants

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- La réfaction est bien appliquée.
- Le montant du devis avant la réfaction s'élève à 46,7 k€ pour un montant de dépenses de 37,8 k€ soit un taux de couverture de 123%.
- Le taux de couverture est cohérent

4.3.8 Affaire n°8 : Erreur de libellé : il s'agit d'investissement délibéré HTA et non d'une affaire de raccordement

N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Contexte	Montant du devis	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction	Dépenses	Taux de couverture
D745/002121	MORNE-A-L'EAU	Raccordement consommateurs HTA	?	-	-	-	-	-

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- EDF nous explique qu'il s'agit d'une erreur d'intitulé dans le fichier CAPEX car il ne s'agit pas d'un raccordement mais il s'agit d'investissements délibérés de fiabilisation de réseau HTA.
- Non audité

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- Non audité

4.3.9 Affaire n°9 : Affaire non auditée car affaire archivée par EDF (date de 2009)

N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Contexte	Montant du devis	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction	Dépenses	Taux de couverture
D745/001957	PORT-LOUIS	Raccordement consommateurs HTA	Erreur	207 987	non	207 987	-	

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- Affaire non auditée car il s'agit d'une affaire qui date de 2009 dont les dépenses sont archivées.
- Cette affaire apparait dans le fichier capex car il restait un câble HTA en attente pour des investissements délibérés.

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- L'état des dépenses n'est communicable car l'affaire est archivée ce qui empêche son audit

4.3.10 Affaire n°10 : Demande de raccordement de 90 logements pour une puissance de 1 080 kVA

N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Contexte	Montant du devis	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction	Dépenses	Taux de couverture
D745/007120	LES ABYMES	Raccordement consommateurs BT < 36 kVA avec extension - collectif	Raccordement d'un collectif de 90 logements d'une puissance de 1080 kVA.	164 961 €	oui	274 936 €	291 614 €	94%

➤ Commentaire sur la solution technique :

- La solution technique de référence est conforme à la réglementation.
- Cette affaire a nécessité la création d'un poste avec des travaux HTA
- La solution technique de référence est conforme

➤ Commentaire sur la solution financière :

- La réfaction est bien appliquée.
- Le taux de couverture est conforme
- Les conditions de facturation sont bien respectées sur cette affaire.

4.4 Bilan

Le tableau suivant présente un bilan des 10 dossiers de raccordement. Il apparaît les points suivants :

- Sur 10 dossiers, 3 concernent des dossiers de déplacement d'ouvrage ou de chantier pour la performance du réseau. Ces dossiers n'ont donc pas été examinés car l'audit vise à contrôler les dossiers de raccordement du concessionnaire ;
- La réfaction a bien été appliquée sur l'ensemble des dossiers ;
- 2 dossiers où le taux de recouvrement est élevé (supérieur à 140%)
- Les engagements du concessionnaire pour l'établissement du devis dans les temps sont respectés à chaque fois hormis sur une affaire.

N° dossier	Commune	Contexte	Commentaires
D745/009676	SAINT-CLAUDE	Demande de raccordement collectif horizontal	- Solution technique de référence conforme. -Taux de couverture élevé 164%
D745/010893	BAIE-MAHAULT	Extension réseau BT souterrain 7m pour alimenter le collectif de 7 compteurs	-Taux de couverture faible de 47% (en défaveur du concessionnaire).
D745/010145	SAINT-CLAUDE	Raccordement de 8 logements	Solution technique de référence conforme. Taux de couverture de 93% (cohérent).
D745/010848	POINTE-A-PITRE	Raccordement esplanade port de pêche - Extension de réseau BT de 140 m en 240 alu	Solution technique de référence conforme. Taux de couverture de 80%.
D745/009815	LES ABYMES	Demande de raccordement collectif vertical 10 logements	Solution technique de référence conforme. Taux de couverture élevé 145%.
D745/010260	BAIE-MAHAULT	Affaire de déplacement d'ouvrage donc pas de devis. Non audité	Affaire de déplacement d'ouvrage (non audité).
D745/009612	LES ABYMES	Raccordement d'un collectif de 94 logements	Solution technique de référence conforme. Taux de couverture de 123%.
D745/002121	MORNE-A-L'EAU	Investissement délibéré - erreur de libellé	Erreur de libellé - non audité
D745/001957	PORT-LOUIS	Affaire non audité car il s'agit d'une affaire qui date de 2009 dont les dépenses sont archivées. L'échantillon apparaît dans le fichier capex car il restait un câble HTA en attente pour des investissements délibérés.	Erreur de libellé - non audité
D745/007120	LES ABYMES	Raccordement d'un collectif de 90 logements d'une puissance de 1080 kVA. Création d'un poste avec travaux HTA	Solution technique de référence conforme. Taux de couverture de 94% (cohérent).

5. Analyse de 10 dossiers de raccordement en injection

En complément, des 10 dossiers de raccordement en soutirage, le SyMEG a souhaité auditer la procédure de raccordement pour les producteurs.

5.1 Présentation des dossiers

Un échantillon de 10 dossiers de raccordement en injection a donc été sélectionné en accord avec le SyMEG.

N° AEC	Numéro dossier	Commune	Libellé Finalité	Libellé précis de l'affaire	Puissance demandée
1	D745/010659	LAMENTIN	Raccordement producteurs BT >36 kVA	PTF BT 958 APEX DOM UDCAG-BTS150	98 kWc
2	D745/009554	LES ABYMES	Raccordement producteurs HTA	16-916-URBASOLAR-ZNI-1622	0,91 MVA
3	D745/010439	BAIE-MAHAULT	Raccordement producteurs BT >36 kVA	17-939-PV-URBASOLAR-ZNI-2340-BTS240	PV BT de 203 kWc
4	D745/009211	BAIE-MAHAULT	Raccordement producteurs HTA	PA/Raccordement centrale BATTERIE 5 MW	Stockage li-ion 5 MW
5	D745/009555	BAIE-MAHAULT	Raccordement producteurs HTA	16-915-URBASOLAR-ZNI-1623	PV 0,5 MW
6	D745/009666	LES ABYMES	Raccordement producteurs HTA	Raccordement centrale BIOGAZ SYVADE	bio gaz de 3300 kW
7	D745/010256	SAINTE-ROSE	Raccordement producteurs BT >36 kVA	17-935-PV-ALINEA SOLAR FRANCE-BABERT	PV 99 kW
8	D745/009552	SAINTE-ROSE	Raccordement producteurs HTA	16-917-PV-ENERGIEPOLE QUANTUM-SAINTE ROS	PV HTA 2303 kW
9	D745/009672	SAINT-FRANCOIS	Raccordement producteurs HTA	RACCORDEMENTCENTRALE PV+ stockage	PV HTA de 4,5 MW
10	D745/010551	BOUILLANTE	Raccordement producteurs BT >36 kVA	CR BT 947 HALL DES SPORTS BOUILLANTE	PV BT 228,25 kW

5.2 Le jalonnement et le contexte des affaires

5.2.1 Délais d'établissement des devis

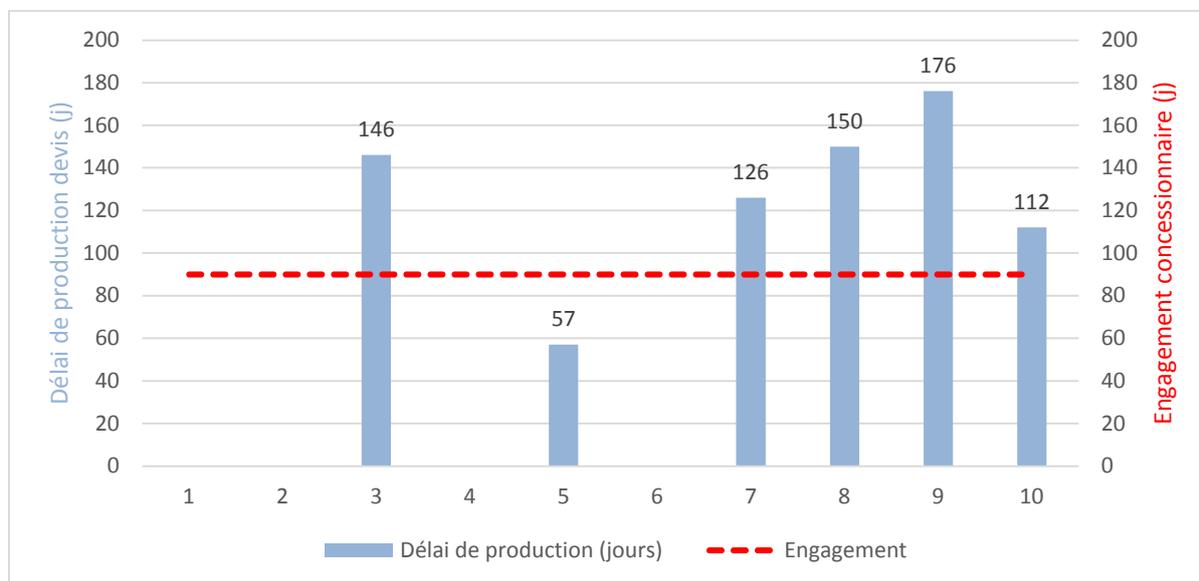
L'analyse consiste à vérifier les délais d'établissement des devis par rapport à la date de recevabilité de la demande de raccordement (T0). Les engagements du concessionnaire sont rappelés dans le paragraphe 3.1. Le suivi du jalonnement est très perfectible, avec une grande hétérogénéité des données reçues en fonction des dossiers. Notamment, la date de production du premier devis n'est souvent pas indiquée, et ne demeure que la date d'envoi du devis accepté.

Pour plusieurs dossiers les informations n'ont pas été transmises car les données de jalonnement n'étaient pas disponibles (dossier 1, 2, 4 et 6).

N° AEC	Numéro dossier	Commune	Libellé Finalité	Date de la réception de la demande	Date d'envoi du 1er devis	Délai de production (jours)	Engagement	Respect (oui/non)
1	D745/010659	LAMENTIN	Raccordement producteurs BT >36 kVA	-	-		3 mois	
2	D745/009554	LES ABYMES	Raccordement producteurs HTA	16/08/2016	-		3 mois	
3	D745/010439	BAIE-MAHAULT	Raccordement producteurs BT >36 kVA	15/11/2017	10/04/2018	146	3 mois	Non
4	D745/009211	BAIE-MAHAULT	Raccordement producteurs HTA	-	-		3 mois	
5	D745/009555	BAIE-MAHAULT	Raccordement producteurs HTA	08/03/2017	04/05/2017	57	3 mois	Oui
6	D745/009666	LES ABYMES	Raccordement producteurs HTA	-	-		3 mois	
7	D745/010256	SAINTE-ROSE	Raccordement producteurs BT >36 kVA	15/09/2017	19/01/2018	126	3 mois	Non
8	D745/009552	SAINTE-ROSE	Raccordement producteurs HTA	09/06/2017	06/11/2017	150	3 mois	Non
9	D745/009672	SAINT-FRANCOIS	Raccordement producteurs HTA	20/10/2016	14/04/2017	176	3 mois	Non
10	D745/010551	BOUILLANTE	Raccordement producteurs BT >36 kVA	28/11/2017	20/03/2018	112	3 mois	Non

Le graphique ci-dessous montre pour chacune des affaires le délai de production du devis.

Respect des engagements en termes de délai de production du devis



Pour 10 affaires de raccordement en injection, les informations nécessaires à l'étude du jalonement ont été disponibles sur seulement 6 d'entre elles. L'analyse montre que :

- Sur les 6 affaires où les données ont été disponibles, seule 1 affaire respecte les engagements d'EDF SEI en termes de délai de production du devis ; ce taux n'est pas

satisfaisant et n'est pas représentatif de l'activité des raccordements (taux global de 98% en 2018). Ce point reste à creuser, et à suivre pour les prochains contrôles.

- Le délai moyen est de 128 jours sur 6 les affaires or le taux global sur la concession est de seulement 16 jours. Ces constats sont surprenants, il conviendra de suivre ces points là pour le prochain contrôle.

5.3 Analyse des propositions techniques et financières

Cette partie consiste à vérifier, pour chacun des dossiers analysés la justesse de la solution technique, la conformité du barème de facturation des raccordements appliqué. Rappelons que le barème en vigueur est appliqué à la date d'envoi du devis.

NB : Les APS et éléments de contexte de chaque dossier ont été présentés en séance mais n'ont pas été transmis par le concessionnaire, ce qui complique grandement la présentation des dossier

5.3.1 Affaire 1 : Demande de raccordement d'une installation de production de 98 kWc

N°AEC	N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Libellé précis de l'affaire	Puissance demandée	Contexte	Montant du devis (€)	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction (€)	Dépenses (€)	Taux de couverture
1	D745/010659	LAMENTIN	Raccordement producteurs BT >36 kVA	PTF BT 958 APEX DOM UDCAG- BTS150	98 kWc	Demande de raccordement d'une installation de production d'une puissance de 98 kWc	4 856	Oui	8 488	7 431	114%

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- Le PDL sera raccordé au réseau par un câble souterrain 3*150 alu de 15 m.
- Cette justification technique est conforme

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- La réfaction a bien été appliquée
- Le montant du devis avant réfaction s'élève à 8,4 k€ pour un montant de dépenses de 7,4 k€ soit un taux de couverture de 114%.
- La facturation est cohérente avec les dépenses qui sont engagées pour réaliser cette affaire.

5.3.2 Affaire 2 : Demande de raccordement d'une installation de production de 0,91 MVA

N°AEC	N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Libellé précis de l'affaire	Puissance demandée	Contexte	Montant du devis (€)	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction (€)	Dépenses (€)	Taux de couverture
2	D745/009554	LES ABYMES	Raccordement producteurs HTA	16-916-URBASOLAR-ZNI-1622	0,91 MVA	Demande de raccordement d'une installation PV en HTA de 0,91 MVA	16 847	Non	16 847	11 365	148%

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- L'installation sera raccordée au RPD par une coupure d'artère 2 *20 m de câble souterrain
- Cette justification technique est conforme

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- Il n'y a pas de réfaction car l'installation est supérieure à 100 kVA, donc conforme au barème de raccordement
- Il est facturé 40 m de réseau HTA et posé seulement 30 m de HTA
- Le montant du devis avant réfaction s'élève à 16,8 k€ pour un montant de dépenses de 11,3 k€ soit un taux de couverture de 148%.
- La facturation semble élevée au regard des dépenses qui sont engagées pour réaliser cette affaire.

5.3.3 Affaire 3 : Demande de raccordement d'une installation de production PV de 203 kWc

N°AEC	N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Libellé précis de l'affaire	Puissance demandée	Contexte	Montant du devis (€)	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction (€)	Dépenses (€)	Taux de couverture
3	D745/010439	BAIE-MAHAULT	Raccordement producteurs BT >36 kVA	17-939-PV-URBASOLAR-ZNI-2340-BTS240	PV BT de 203 kWc	Demande de raccordement d'une installation PV de 203 kWc	13 527	Non	13 527	19 800	68%

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- L'installation sera raccordée au RPD par un départ direct avec un câble souterrain de 40 m issu du poste HTA/BT le plus proche.
- L'installation d'un transformateur de 630 kVA au lieu du 400 kVA est nécessaire car des producteurs BT sont déjà raccordés et il n'y a plus de puissance disponible.
- Cette justification technique est conforme

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- Pas de réfaction car la date est antérieure à la date de l'arrêté.
- Le montant du devis s'élève à 13,5 k€ pour un montant de dépenses de 19,8 k€ soit un taux de couverture de 68%.

5.3.4 Affaire 4 : Demande de raccordement d'une installation de stockage de 5 MW (exploité par EDF)

N°AEC	N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Libellé précis de l'affaire	Puissance demandée	Contexte	Montant du devis (€)	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction (€)	Dépenses (€)	Taux de couverture
4	D745/009211	BAIE-MAHAULT	Raccordement producteurs HTA	PA/Raccordement centrale BATTERIE 5 MW	Stockage li-ion 5 MW	EDF souhaite acquérir un système de stockage électrochimique 30 minutes. Ce système sera exploité par EDF et intégré dans les outils de conduite pour soutenir la fréquence.	141 306	Non car EDF est le demandeur	141 306	98 600	143%

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- La solution technique est conforme.

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- Pas de réfaction car EDF est le demandeur et la réfaction ne concerne pas les projets de stockage par batterie.
- Le montant du devis s'élève à 141 k€ pour un montant de dépenses de 98 k€ soit un taux de couverture de 143%.

5.3.5 Affaire 5 : Demande de raccordement d'une installation PV avec stockage de 0,5 MW

N°AEC	N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Libellé précis de l'affaire	Puissance demandée	Contexte	Montant du devis (€)	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction (€)	Dépenses (€)	Taux de couverture
5	D745/009555	BAIE-MAHAULT	Raccordement producteurs HTA	16-915-URBASOLAR-ZNI-1623	PV 0,5 MW	Demande de raccordement d'une installation PV avec stockage de 0,5 MW.	23 064	Non	23 064	17 387	133%

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- L'installation sera raccordée par une coupure d'artère HTA de 2x43 m de câble souterrain de section de 3x 240 mm²
- [La solution technique est conforme.](#)

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- Le bénéficiaire de l'installation est la société SOG SUN. Il n'y a pas de réfaction car à cette date (2017), la réfaction ne s'appliquait pas. Elle s'applique sur tous les projets EnR depuis 2019. Donc c'est conforme avec le barème de raccordement de 2017.
- Le montant du devis s'élève à 23 k€ pour un montant de dépenses de 17 k€ soit un taux de couverture de 133%.
- La facturation est élevée au regard des dépenses engagées.

5.3.6 Affaire 6 : Demande de raccordement d'une installation bio gaz de 3,3 MW

N°AEC	N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Libellé précis de l'affaire	Puissance demandée	Contexte	Montant du devis (€)	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction (€)	Dépenses (€)	Taux de couverture
6	D745/009666	LES ABYMES	Raccordement producteurs HTA	Raccordement centrale BIOGAZ SYVADE	Bio gaz de 3300 kW	Demande de raccordement d'une centrale bio gaz de 3,3 MW	158 126	Non	60 406	73 754	82%

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- Le raccordement du PDL se fera avec la création d'une antenne HTA de 240 m de réseau HTA de section 3*240 Al.
- **La solution technique est conforme.**

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- Le montant du devis comprend des travaux dans le poste source de 97720 or ces dépenses n'apparaissent pas dans le montant des dépenses. Il faut donc retrancher le montant de 97 k euros dans le devis pour comparer la facturation avec les dépenses. Après retraitement, le taux de couverture global de 82%.
- Le montant du devis s'élève à 60 k€ pour un montant de dépenses de 73 k€.

5.3.7 Affaire 7 : Demande de raccordement d'une installation PV de 99 kW

N°AEC	N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Libellé précis de l'affaire	Puissance demandée	Contexte	Montant du devis (€)	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction (€)	Dépenses (€)	Taux de couverture
7	D745/010256	SAINTE-ROSE	Raccordement producteurs BT >36 kVA	17-935-PV-ALINEA SOLAR FRANCE-BABERT	PV 99 kW	Demande de raccordement d'une installation PV de 99 kW	5 317	Oui	9 257	12 000	77%

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- L'installation sera raccordée au RPD via le réseau BT en plein réseau par un câble souterrain de 3x150 mm² d'une longueur de 20 m depuis le poste HTA/BT existant le plus proche.
- La solution technique est conforme.

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- La réfaction a bien été appliquée
- Le montant du devis avant réfaction s'élève à 9,2 k€ pour un montant de dépenses de 12 k€ soit un taux de couverture de 77%.

5.3.8 Affaire 8 : Demande de raccordement d'une installation PV de 2,3 MW en HTA

N°AEC	N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Libellé précis de l'affaire	Puissance demandée	Contexte	Montant du devis (€)	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction (€)	Dépenses (€)	Taux de couverture
8	D745/009552	SAINTE-ROSE	Raccordement producteurs HTA	16-917-PV-ENERGIEPOLE QUANTUM-SAINTE ROSE	Prod PV HTA 2303 kW	Demande de raccordement d'une installation PV de 2,3 MW en HTA	69 510	Non	69 510	59 860	116%

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- Création de 965 m de canalisation HTA de section 3*150 mm² depuis le poste existant le plus proche.
- La solution technique est conforme.

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- La réfaction n'a pas été appliquée car la date de la demande (juin 2017) est antérieure à la date de l'arrêté (2019)
- Le montant du devis s'élève à 69 k€ pour un montant de dépenses de 59,8 k€ soit un taux de couverture de 116%.

5.3.9 Affaire 9 : Demande de raccordement d'une installation PV avec stockage de 4,5 MW

N°AEC	N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Libellé précis de l'affaire	Puissance demandée	Contexte	Montant du devis (€)	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction (€)	Dépenses (€)	Taux de couverture
9	D745/009672	SAINT-FRANCOIS	Raccordement producteurs HTA	RACCORDEMENTCENTRALE PV+ stockage	PV HTA de 4,5 MW	Demande de raccordement d'une centrale PV + stockage de 4,5 MW	70 818	Non	70 818	67 599	105%

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- Création d'un poste de livraison. Le poste est raccordé au RPD par une antenne HTA en dérivation.
- Création d'un réseau de 450 m de câbles souterrains de section 3*240 mm² alu sur le départ Fonds caraïbes du poste source St François.
- Le demandeur est la société PV fonds caraïbes.
- La solution technique est conforme.

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- La réfaction n'a pas été appliquée car la date de la demande (octobre 2016) est antérieure à la date de l'arrêté (2019)
- Le montant du devis s'élève à 70,8 k€ pour un montant de dépenses de 67,5 k€ soit un taux de couverture de 105%.
- Ce taux de couverture est cohérent.

5.3.10 Affaire 10 : Demande de raccordement d'une installation PV de 228 kW

N°AEC	N° dossier	Commune	Libellé de l'affaire	Libellé précis de l'affaire	Puissance demandée	Contexte	Montant du devis (€)	Application de la réfaction	Chiffrage avant réfaction (€)	Dépenses (€)	Taux de couverture
10	D745/010551	BOUILLANTE	Raccordement producteurs BT >36 kVA	CR BT 947 HALL DES SPORTS BOUILLANTE	PROD PV BT 228,25 kW	Demande de raccordement d'une installation PV de 228 kW	87 675	Non	87 675	74 131	118%

➤ **Commentaire sur la solution technique :**

- L'installation sera raccordée au réseau BT par la création d'un départ direct souterrain 3*240 mm² de 45m depuis un nouveau poste HTA/BT 250 kVA.
- Ce nouveau poste sera raccordé par une coupure d'artère au réseau HTA
- **La solution technique est conforme.**

➤ **Commentaire sur la solution financière :**

- **La réfaction n'a pas été appliquée car la date de la demande (novembre 2017) est antérieure à la date de l'arrêté (2019).**
- Le montant du devis s'élève à 87 k€ pour un montant de dépenses de 74 k€ soit un taux de couverture de 118%.
- Ce taux de couverture est cohérent.

5.4 Bilan

Le tableau suivant présente un bilan des 10 dossiers de raccordement en injection. Il apparait les points suivants :

- Les solutions techniques sont conformes sur tous les dossiers de l'échantillon.
- La réfaction a bien été appliquée sur les dossiers éligibles. (2 dossiers).
- Les règles de facturation sont bien respectées sur les 10 dossiers.
- La facturation est élevée sur 2 dossiers au regard des dépenses d'EDF. Le taux de recouvrement est élevé (supérieur à 130%).
- Les engagements du concessionnaire pour l'établissement du devis dans les temps ne sont pas respectés hormis pour une affaire. Ce point est critiquable et mériterait des investigations supplémentaires.

N° dossier	Commune	Contexte	Taux de couverture	Commentaires
D745/010659	LAMENTIN	Demande de raccordement d'une installation de production de puissance 98 kWc	114%	- La solution technique est conforme. - La réfaction a bien été appliquée
D745/009554	LES ABYMES	Demande de raccordement d'une installation PV en HTA de 0,91 MVA	148%	- La solution technique est conforme. - La facturation semble élevée au regard des dépenses qui sont engagées pour réaliser cette affaire. (Taux de 148%) - pas de réfaction car installation supérieure à 100 kVA. Conforme.
D745/010439	BAIE-MAHAULT	Demande de raccordement d'une installation PV de 203 kWc	68%	- La solution technique est conforme. - Pas de réfaction car la date de la demande est antérieure à la date d'application de la réfaction
D745/009211	BAIE-MAHAULT	EDF souhaite acquérir un système de stockage électrochimique 30 minutes. Ce système sera exploité par EDF et intégré dans les outils de conduite pour soutenir la fréquence.	143%	- La solution technique est conforme. - Pas de réfaction, car elle ne s'applique pas sur les projets de stockage (demandeur EDF)
D745/009555	BAIE-MAHAULT	Demande de raccordement d'une installation PV avec stockage de 0,5 MW.	133%	- La solution technique est conforme. - Pas de réfaction car la date de la demande est antérieure à la date d'application de la réfaction - La facturation semble élevée au regard des dépenses engagées (taux de 133%)
D745/009666	LES ABYMES	Demande de raccordement d'une centrale bio gaz de 3,3 MW	82%	- La solution technique est conforme. - La facturation est conforme
D745/010256	SAINTE-ROSE	Demande de raccordement d'une installation PV de 99 kW	77%	- La solution technique est conforme. - La réfaction a bien été appliquée, la facturation est conforme
D745/009552	SAINTE-ROSE	Demande de raccordement d'une installation PV de 2,3 MW en HTA	116%	- La solution technique est conforme. - Pas de réfaction car la date de la demande est antérieure à la date d'application de la réfaction - La facturation est conforme

971-200010759-20220520-DEL-2022-CON-31-DE

D745/009672	SAINT-FRANCOIS	Demande de raccordement d'une centrale PV + stockage de 4,5 MW	Réception par le préfet : 02/06/2022 Affichage : 02/06/2022 105%	<p>- La solution technique est conforme.</p> <p>- Pas de réfaction car la date de la demande est antérieure à la date d'application de la réfaction</p> <p>- La facturation est conforme</p>
D745/010551	BOUILLANTE	Demande de raccordement d'une installation PV de 228 kW	118%	<p>- La solution technique est conforme.</p> <p>- Pas de réfaction car date de la demande est antérieure à la date d'application de la réfaction</p> <p>- La facturation est conforme</p>

6. Conclusions

L'audit réalisé sur un échantillon de 10 dossiers de raccordement en soutirage a fait ressortir les points suivants :

- Sur les 10 dossiers, 3 concernent des dossiers de déplacement d'ouvrage ou de chantiers pour la performance du réseau. Ces dossiers n'ont donc pas été examinés car l'audit visait à contrôler les dossiers de raccordement en soutirage du concessionnaire ; Ces erreurs proviennent d'un mauvais libellé dans le fichier CAPEX qui sert à établir l'échantillon. Ce point est critiquable et montre que la fiabilité du fichier CAPEX n'est pas encore
- Sur l'échantillon audité, la réfaction a bien été appliquée sur l'ensemble des dossiers ;
- 2 dossiers présentent un taux de recouvrement élevé au regard des dépenses d'EDF (supérieur à 140%)
- Concernant les jalonnements des affaires de raccordement : 6 affaires ont pu être étudiées avec les éléments transmis. Sur ces 6 affaires, seulement 1 ne respecte pas les engagements d'EDF SEI en termes de délai d'établissement de devis.

L'audit réalisé sur un échantillon de 10 dossiers en injection a fait ressortir les points suivants :

- Les solutions techniques sont conformes sur tous les dossiers de l'échantillon. Néanmoins, la complexité de certaines affaires : volume de plans et de devis conséquent rend l'analyse très complexe. **De plus les plans n'ont toujours pas été communiqués, ce qui ne facilite pas la compréhension post audit. EDF explique ce refus car les plans informatiques n'existent pas.**
- La réfaction a bien été appliquée sur les dossiers éligibles. (2 dossiers).
- Les règles de facturation sont bien respectées sur les 10 dossiers
- Néanmoins, la facturation paraît élevée sur 2 dossiers au regard des dépenses d'EDF. Le taux de recouvrement est élevé (supérieur à 130% pour les dossiers n°2 et n°5)
- Concernant les jalonnements des affaires de raccordement : 6 affaires ont pu être étudiées avec les éléments transmis. Sur ces 6 affaires, seule 1 respecte les engagements d'EDF SEI en termes de délai d'établissement de devis. Ce point est critiquable et mériterait des investigations supplémentaires. Ce point est d'autant plus surprenant que les délais moyens sont de 16 jours en 2018.
- **Plus généralement, les échanges avec le concessionnaire ont été très satisfaisants. EDF SEI a répondu à l'ensemble de nos questions en séance et en réponse complémentaire.**



Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

971-200010759-20220520-DEL-2022-CON-31-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 02/06/2022

Affichage : 02/06/2022

Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe



Analyse de la continuité de fourniture de l'électricité distribuée

Exercice 2018

Mai 2020

Sommaire

1.	Introduction.....	2
2.	Principales caractéristiques techniques de la concession	3
2.1	Le réseau HTA	3
2.2	Le réseau BT.....	11
3.	Continuité d'alimentation sur la concession	14
3.1	Continuité de fourniture sur l'ensemble du réseau	14
3.2	Continuité de fourniture sur le réseau HTA (HIX)	17
3.3	Continuité de fourniture sur le réseau BT	25
3.4	Analyse des coupures brèves et très brèves	30
3.5	Bilan forces faiblesses sur la continuité.....	32
4.	Actions du concessionnaire pour l'amélioration de la qualité de desserte	33
4.1	Investissements du concessionnaire	33
4.2	Programme travaux du concessionnaire moyen terme	33
4.3	Programme PDV (Prolongation de Durée de Vie)	35
4.4	Plan de déploiement d'OMT.....	36
4.5	Actions à mener pour l'amélioration de la continuité BT	37
5.	Conclusion	38

1. Introduction

Le concessionnaire est tenu par son cahier des charges annexé à la convention de concession ainsi que par ses engagements auprès de l'Etat à une continuité de service minimum auprès des usagers sur les réseaux moyenne et basse tension.

Le présent rapport a pour objectif d'analyser les thèmes suivants :

- Le diagnostic des ouvrages concédés et l'identification des fragilités ;
- L'évaluation de la continuité de fourniture sur le périmètre de la concession en HTA et en BT ;

Cette étude propose une vision correspondant à la continuité de fourniture réellement perçue par un usager de la concession, c'est-à-dire intégrant les résultats de continuité de fourniture du réseau amont (production et transport), du réseau HTA et du réseau BT.

L'analyse des sièges, des causes et de la chronologie des interruptions permettra de relever les ouvrages et les événements contribuant le plus à la discontinuité d'alimentation de la concession. Des indicateurs par commune et par départ permettront de localiser les zones les plus défavorisées à ce sujet.

L'ensemble de cette étude sera ensuite croisé avec les actions futures ou en cours du concessionnaire visant à améliorer la desserte.

Dans la limite des données disponibles, les caractéristiques de la concession du Sy.MEG seront comparées aux autres concessions de distribution d'électricité française. Une attention particulière sera apportée aux comparaisons avec les autres systèmes insulaires électriques (SEI) présentés sur la carte ci-dessous :

Carte des SEI françaises – Source EDF-SEI



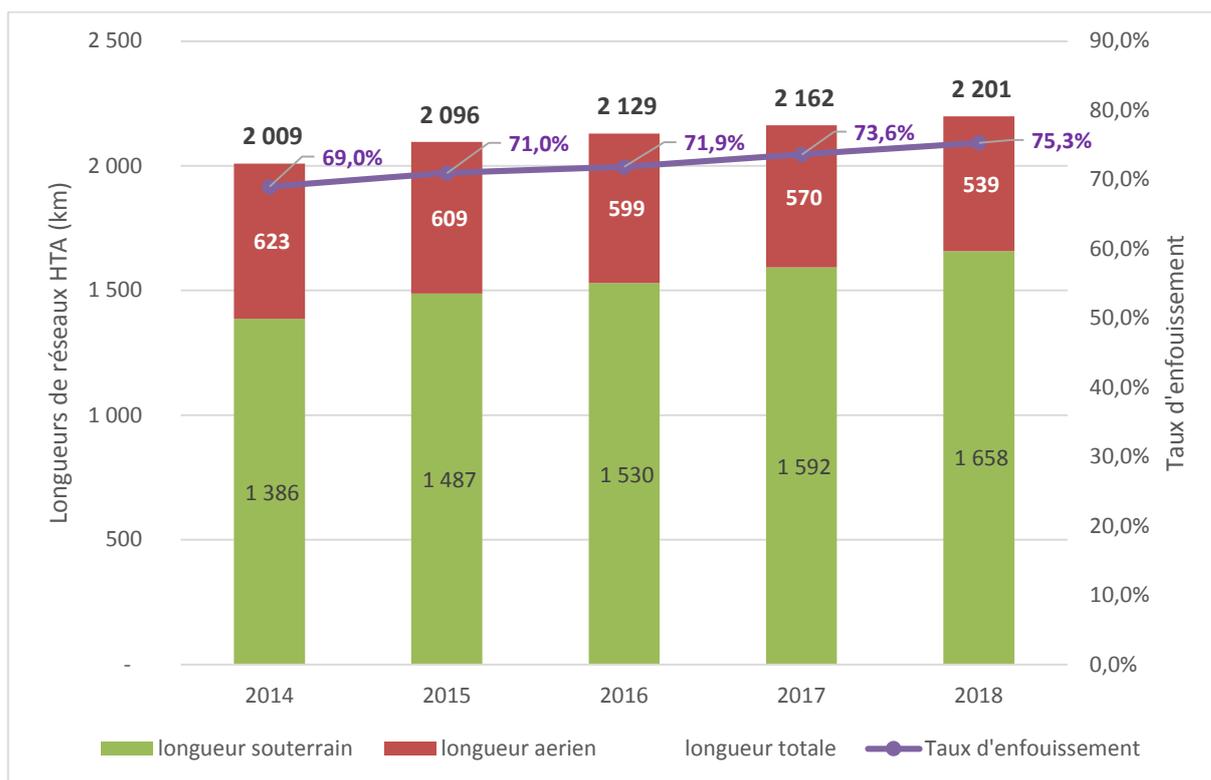
2. Principales caractéristiques techniques de la concession

2.1 Le réseau HTA

Le réseau HTA est constitué de deux principales typologies : aérienne et souterraine.

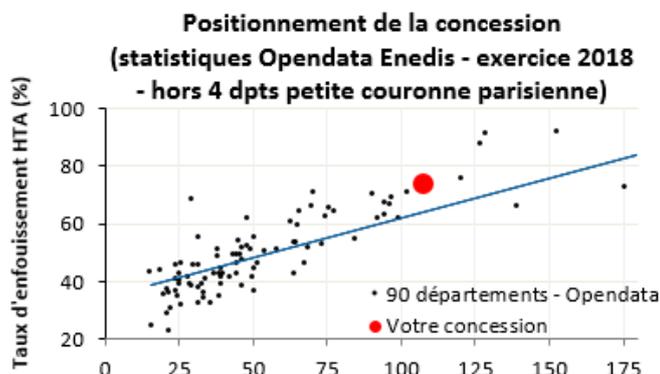
A fin 2018, le taux d'enfouissement du réseau HTA s'établit à 75,3%, soit un taux bien supérieur à la moyenne constatée par AEC sur une trentaine de concessions (44% en 2018).

Le réseau HTA de la concession



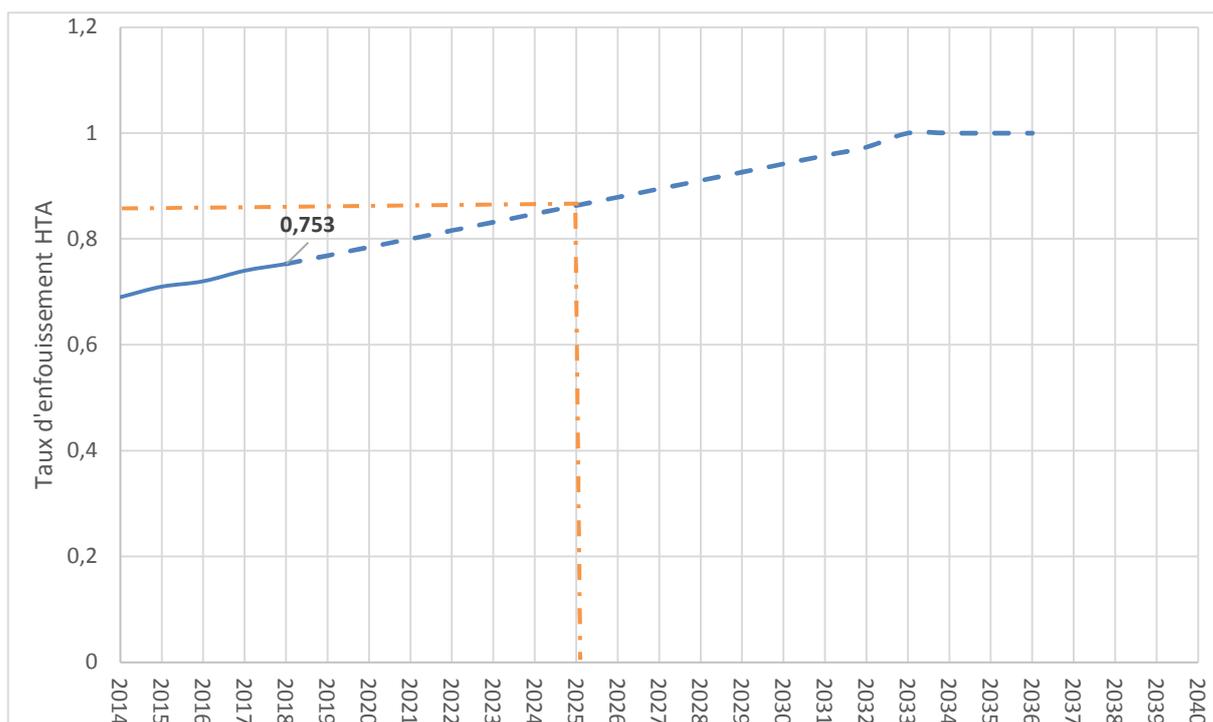
Toutefois, ce taux reste à comparer à celui constaté sur d'autres concessions insulaires et il apparaît près 9 points supérieur à celui de la Martinique, périmètre dont le contexte est très similaire à celui de la Guadeloupe, notamment en ce qui concerne la densité d'usagers et l'exposition aux aléas climatiques.

De plus, la concession du Sy.MEG est une concession dense avec une moyenne de 107 usagers par kilo mètre de réseau HTA (moyenne AEC de 42 us/km). Elle présente un taux d'enfouissement bien supérieur à celui constaté dans d'autres concessions aux densités comparables.



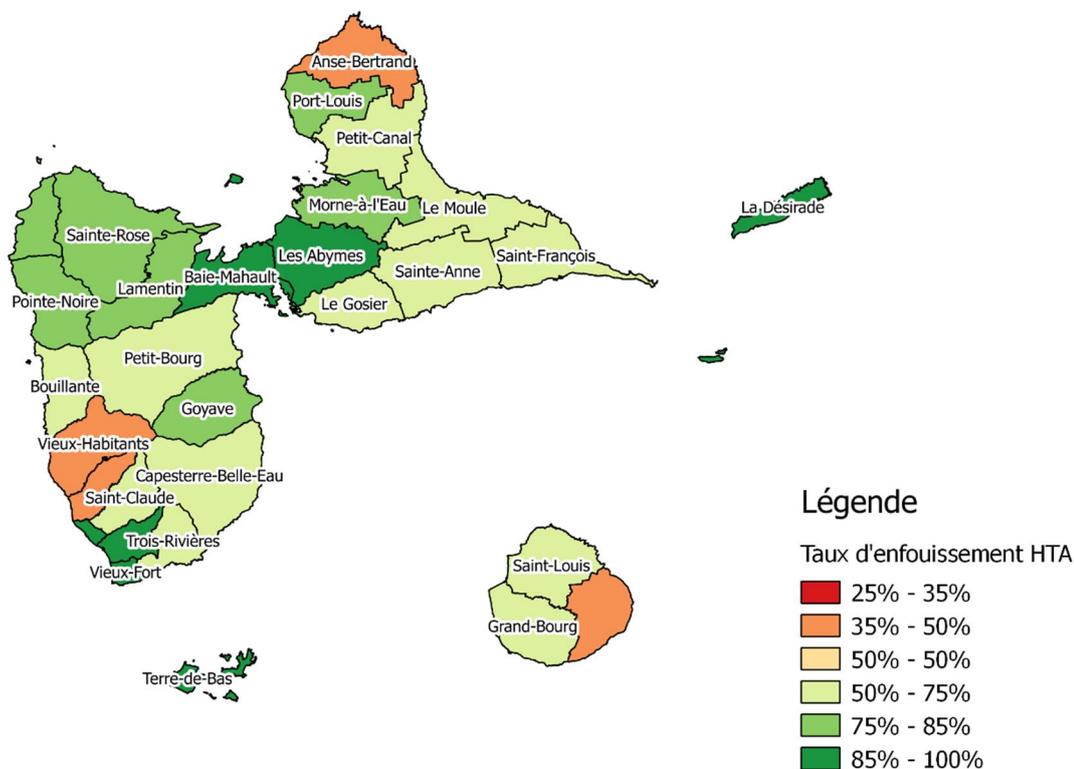
Depuis 2014, la croissance moyenne observée du taux enfouissement HTA est de +1,55 point par an. En considérant cette trajectoire sur la concession, le taux d'enfouissement du réseau HTA s'établirait à plus de 85% à l'horizon 2025. L'objectif annoncé lors des précédents audits d'atteindre un taux d'enfouissement HTA de 85% à horizon 2033 serait donc respecté.

Trajectoire du taux d'enfouissement HTA



La carte suivante présente le taux d'enfouissement HTA par commune et permet d'identifier les zones les moins enfouies de la concession.

Taux d'enfouissement HTA par commune



Les communes dont le taux d'enfouissement HTA est le plus faible sont les suivantes :

- Anse Bertrand avec 40% ;
- Capesterre Marie Galante avec 42% ;
- Baillif avec 43%
- Vieux Habitants avec 48%.

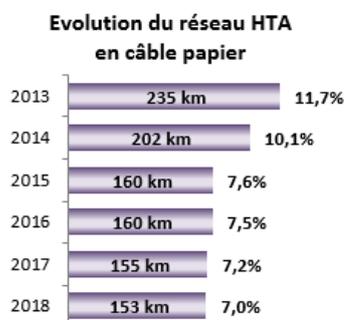
2.1.1 Le linéaire HTA de faible section

La concession du Sy.MEG n'a plus aucun linéaire HTA de faible section. Le concessionnaire a résorbé les 1,8 km de HTA de faible section qui étaient encore présents en 2017. Cette partie du réseau était très vulnérable aux aléas climatiques. **Ce point souligne les efforts du concessionnaire pour améliorer la continuité de fourniture.**

2.1.2 Le linéaire HTA à isolation papier

153 km de réseau souterrain sont encore à isolation papier, soit un taux de 7%, important au regard des taux constatés en métropole (moyenne de 2%) et en Martinique (4,6%)

Ces ouvrages constituent une fragilité importante du réseau HTA et présentent des taux de pannes importants. Avec le temps, l'isolant électrique constitutif de ce réseau présente des dégradations majeures (acidité des sols, assèchement des huiles). En perdant ces caractéristiques isolantes, ces câbles supportent mal les phénomènes vibratoires (tranchées à proximité) ou les surcharges électriques (courant de court-circuit) et sont plus sensibles aux fortes chaleurs.



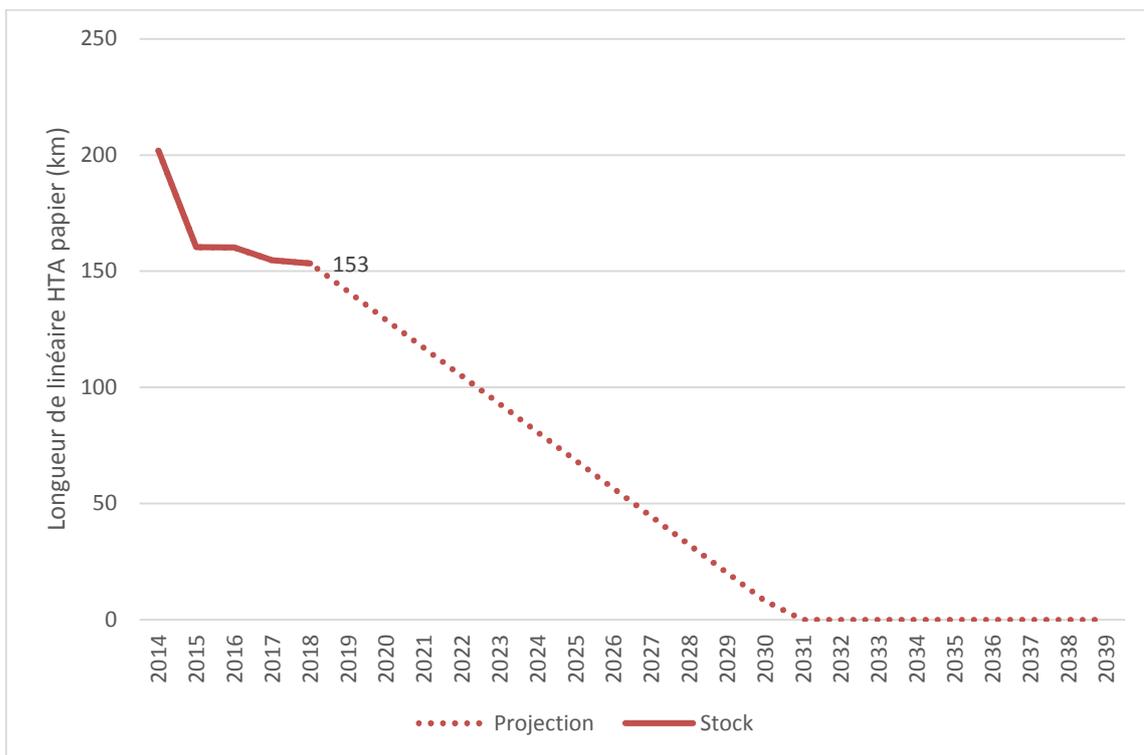
En raison d'opérations de fiabilisation des bases, l'analyse des taux de renouvellement est difficile. Sur la période 2015 à 2018, le taux de renouvellement s'établit à seulement 3 km/an ce qui amène une résorption à horizon 2069.

Le concessionnaire a confirmé l'objectif ambitieux de renouveler 68km de CPI à horizon 2023 avec un démarrage significatif des travaux sur l'exercice 2019 soit en moyenne un taux de renouvellement de 13 km/an.



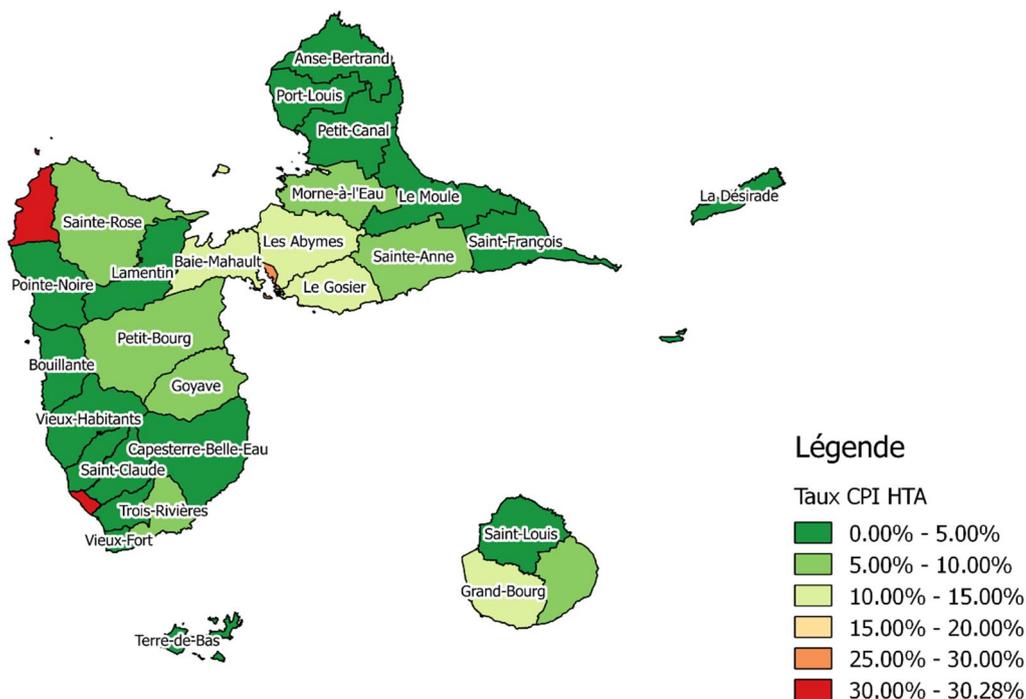
L'objectif annoncé du concessionnaire de résorber 13/an de CPI HTA sera à contrôler lors du prochain contrôle.

Evolution du linéaire papier par millésime entre 2014 et 2018



La carte suivante, présente le taux de réseau CPI HTA par commune.

Taux de CPI HTA par commune



Linéaire HTA à isolation papier par commune 2018

Nom de la commune	Longueur HTA (m)	Longueur HTA CPI (m)	Taux CPI HTA
Basse-Terre	38 520	11 662	30%
DESHAIES	27 714	8 364	30%
Pointe-à -Pitre	36 924	10 900	30%
Baie-Mahault	188 413	25 749	14%
Le Gosier	100 289	13 702	14%
Les Abymes	212 961	22 659	11%
Grand-Bourg	71 107	7 405	10%
Sainte-Rose	118 541	11 261	9%
GOYAVE	39 270	3 245	8%
Morne-à-l'Eau	88 224	7 165	8%
Trois-Rivières	44 416	3 394	8%
Petit-Bourg	107 245	7 845	7%
Sainte-Anne	113 624	6 410	6%
Capesterre-de-Marie-Galante	51 388	2 721	5%
Saint-Claude	38 329	1 659	4%
Saint-François	101 098	3 881	4%
Port-Louis	38 000	1 160	3%
GOURBEYRE	59 964	1 649	3%
Terre-de-Haut	21 777	412	2%
LAMENTIN	67 856	982	1%
Petit-Canal	70 560	959	1%
Capesterre-Belle-Eau	125 219	110	0%
BOUILLANTE	33 962	29	0%
Le Moule	144 754	101	0%
Anse-Bertrand	46 355	22	0%
BAILLIF	30 166	-	0%
La Désirade	30 733	-	0%
Pointe-Noire	35 574	-	0%
Saint-Louis	64 736	-	0%
Terre-de-Bas	10 221	-	0%
Vieux-Fort	8 818	-	0%
Vieux-Habitants	34 504	-	0%

Les communes Deshaies, Basse-Terre et Pointe à Pitre présentent des taux de CPI HTA élevés avec respectivement 8,3 km de CPI (soit 30% du réseau HTA), 11,6 km (soit 30% du réseau HTA) et 10,9 km soit (30% du réseau HTA).

2.1.3 Analyse des âges du linéaire HTA

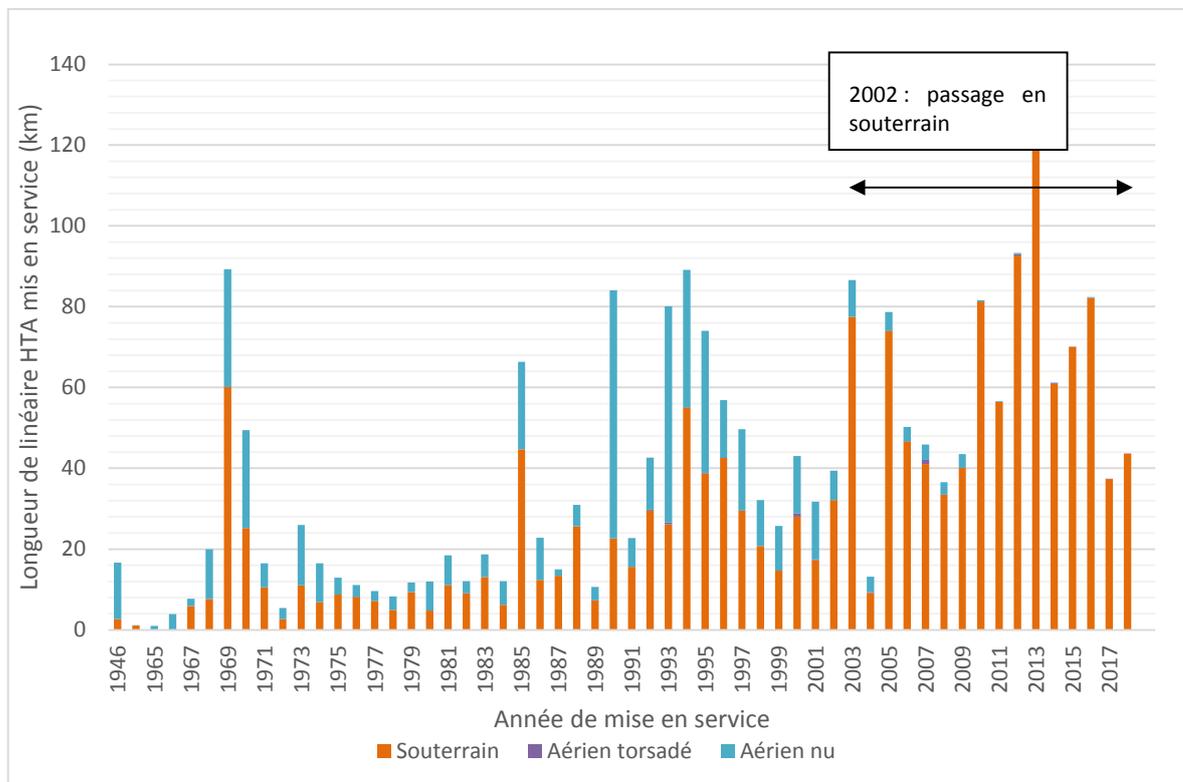
Enfin, le réseau HTA présente un âge encore jeune (20,8 ans). A titre de comparaison, l'âge moyen du réseau HTA s'établit à 28 ans sur un panel d'une trentaine de concessions en 2017, le Sy.MEG se situant au niveau de la fourchette basse. (âge du réseau en Martinique de 25 ans en moyenne)

Evolution de l'âge moyen du réseau HTA par typologie sur la concession



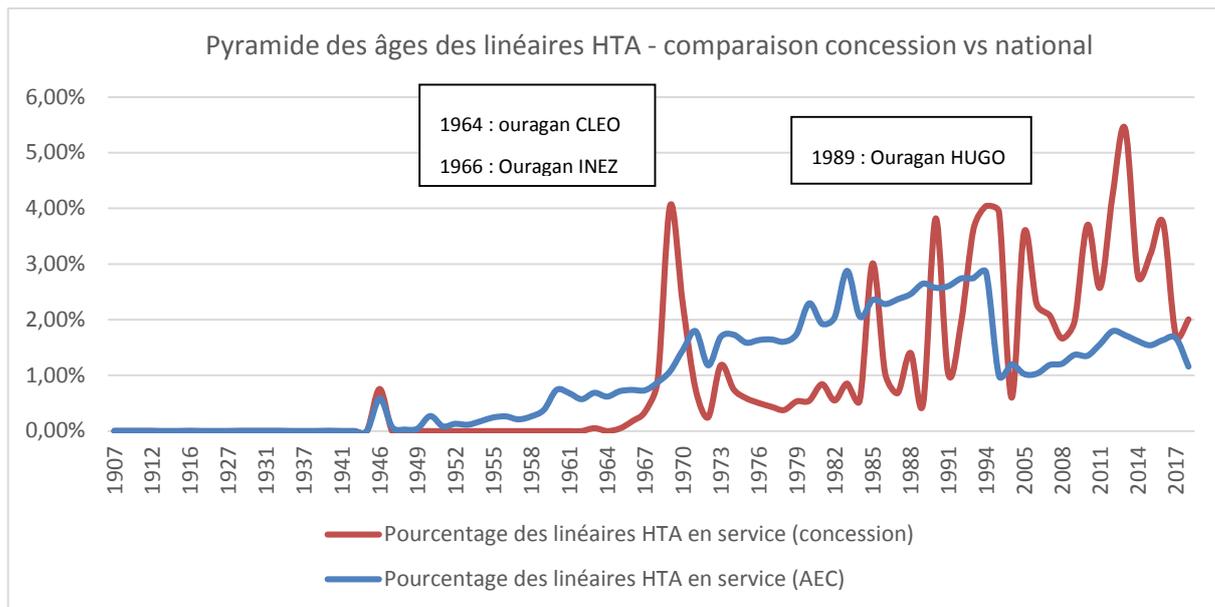
En particulier, le réseau HTA souterrain est jeune (17,4 ans en moyenne) alors que les lignes HTA aériennes sont en moyenne âgées de 31,2 ans avec un vieillissement en hausse de +1 an par exercice. Cet écart s'explique notamment par une politique de développement HTA qui favorise presque exclusivement les constructions en souterrain depuis 2002 (voir pyramide des âges ci-dessous).

Pyramide des âges du réseau HTA par typologie



La pyramide des âges montre que sur la période 1946 à la fin des années 1990, les réseaux étaient partagés entre les 2 technologies. C'est à partir des années 2003, que les mises en services se font majoritairement en technique souterraine.

Le graphique suivant compare la pyramide des âges des linéaires HTA de la concession avec le national.



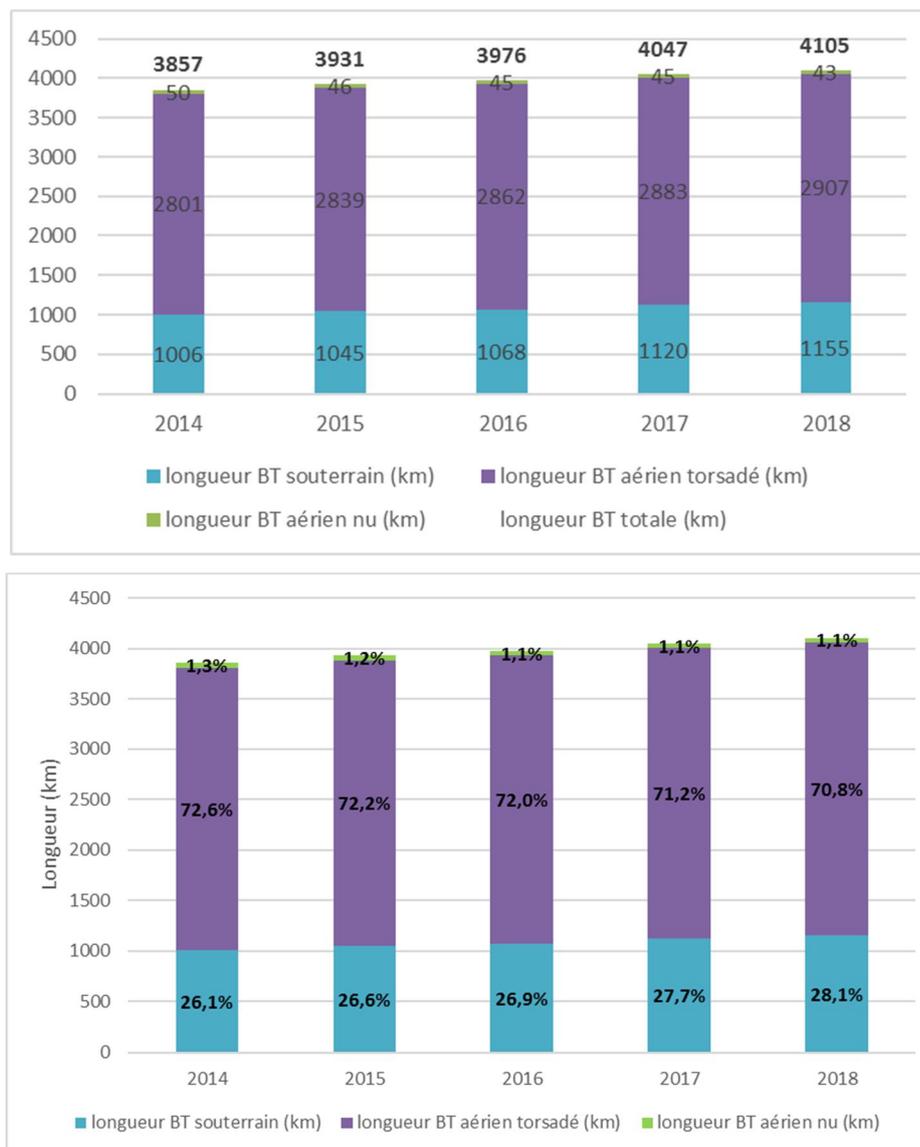
Les pics de mises en services illustrent notamment la reconstruction des réseaux après la survenue d'ouragans ou des tempêtes qui ravagent les réseaux aériens. (Pic de construction après l'Ouragan CLEO et INEZ de 1964 et 1968 et de HUGO en 1989 par exemple). Ainsi nous pouvons observer que le réseau HTA de la concession est plus jeune que ce qui est constaté en moyenne dans des concessions de la métropole.

2.2 Le réseau BT

Le réseau BT est constitué de trois principales typologies : les réseaux aériens nus, aériens torsadés et souterrains. Le réseau torsadé continue de représenter la grande majorité des lignes BT (en légère baisse depuis 2014). Cette typologie présente généralement une bonne tenue aux incidents, amoindrie sur le territoire du SYMEG du fait des nombreuses sollicitations climatiques et de la forte exposition à la végétation.

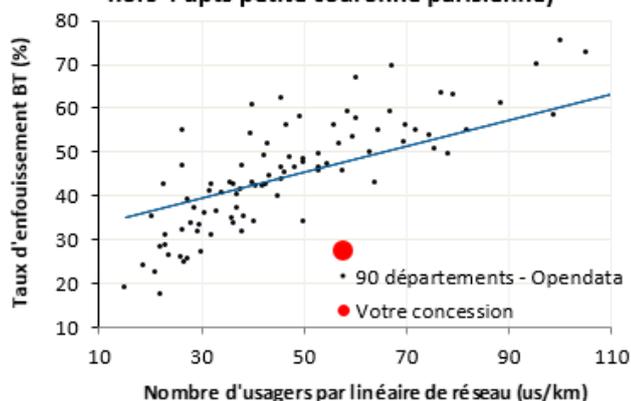
Les efforts conjoints du syndicat et du concessionnaire ont amené le taux d'enfouissement du réseau BT à augmenter de 2 points entre 2014 et 2018, pour s'établir à 28,1%.

Le réseau BT de la concession (en km et %)



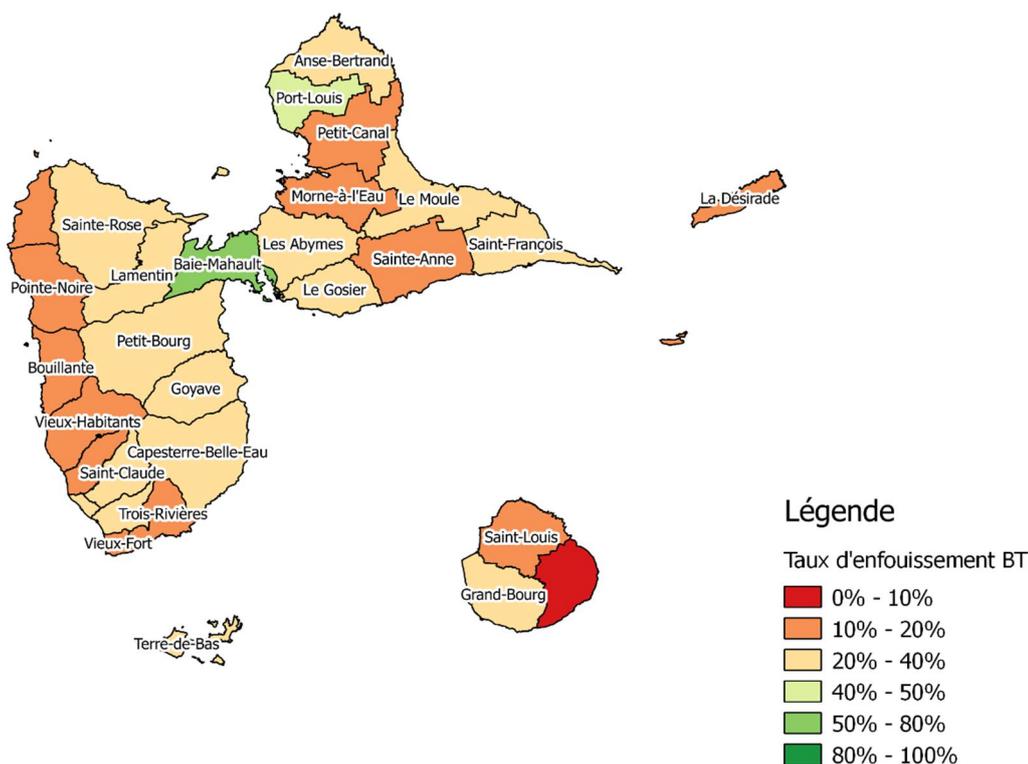
En particulier, la concession présente un taux d'enfouissement très faible (28%), largement inférieur à des concessions présentant une densité équivalente sur leur réseau BT (20 points en dessous de la moyenne constatée sur des territoires comparables). *(Ce taux reste au-dessus du taux d'enfouissement du réseau BT de la Martinique de 23%)*

**Positionnement de la concession
(statistiques Opendata Enedis - exercice 2018 -
hors 4 dpts petite couronne parisienne)**



La carte suivante présente le taux d'enfouissement BT par commune et permet de constater que seules 2 communes présentent un taux d'enfouissement BT supérieur à 50% (Pointe à Pitre 63% et Baie Mahault 56%).

Taux d'enfouissement BT par commune en 2018



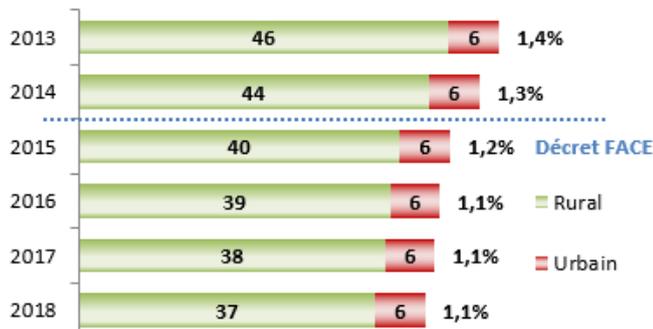
Les communes suivantes présentent des taux d'enfouissement BT les plus bas :

- Capesterre de Marie Galante (8%) ;
- La Désirade (11%) ;
- Pointe noire (12%) ;
- Baillif (13%).

Point de vigilance important : le réseau aérien nu, le plus ancien et le plus sensible aux aléas climatiques, constitue 1,1% du réseau BT, ce qui reste très faible et inférieur à la moyenne constatée par AEC sur une trentaine de concessions auditées (cette moyenne étant de 10,3% en métropole et de 0,8% pour la Martinique). **Ces lignes sont présentes à plus de 90% en zone urbaine où le concessionnaire ne semble pas engager d'opérations de**

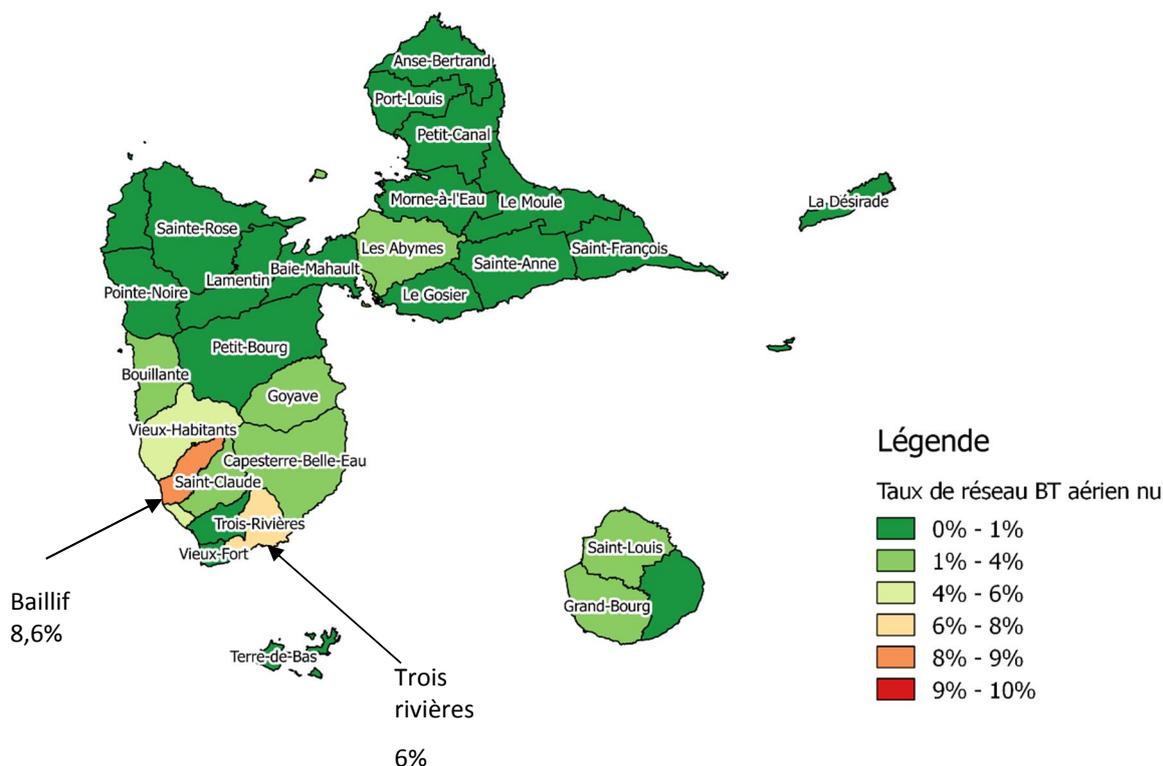
sécurisation par du renouvellement en torsadé ou par de l'enfouissement. En effet, seuls 7 km de fil nu ont été traités par EDF-SEI depuis 2014.

Répartition du réseau BT aérien nu (km)



La carte suivante présente la localisation des fils nus de la concession et indique une concentration forte sur les communes de Baillif et Trois rivières qui représentent respectivement 4,8 km du fil nu, et 5,1 km soit 23% du stock concessif.

Taux de réseau BT aérien nu par commune en 2018



3. Continuité d'alimentation sur la concession

3.1 Continuité de fourniture sur l'ensemble du réseau

3.1.1 Définition du critère B

Le critère B, représentant le temps de coupure moyen par usager, est l'indicateur le plus utilisé pour caractériser la continuité de fourniture. Il permet principalement de mettre en évidence la sensibilité des réseaux aux agressions extérieures ainsi que la réactivité déployée par le concessionnaire pour réalimenter les usagers coupés (notamment *via* les organes de manœuvre permettant de tronçonner le réseau et de passer en schéma d'exploitation de secours) et pour réparer les dégâts sur le réseau.

Ce temps de coupure moyen présente plusieurs niveaux de décomposition :

- Par nature d'interruptions : suite à un incident sur le réseau ou à une intervention nécessitant de couper l'alimentation (travaux) ;
- Par type de réseau : selon la localisation le plus en amont de la cause de la coupure (réseau de transport, poste source, réseau HTA, réseau BT). Il est à noter ici que les interruptions sur branchement uniquement ne sont pas comptabilisées dans cet indicateur. **En outre, les temps de coupure consécutifs à une interruption sur le réseau BT ne sont comptabilisés que depuis le début de l'année 2014 ;**
- Par type d'évènement : exceptionnel (IX) ou non (HIX). Un évènement climatique est considéré comme exceptionnel lorsque les conditions suivantes sont vérifiées :
 - Plus de 100 000 usagers affectés sur des territoires contigus ;
 - Probabilité d'occurrence supérieure à 20 ans.

Le CRAC rappelle cette définition :

² Conformément à la proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 13/11/2015, sont notamment considérés comme des évènements exceptionnels « les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5% pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité ». Les incidents entrant dans le champ de la proposition précitée sont exclus des statistiques de coupure de façon à produire le critère B hors évènements exceptionnels (critère B HIX).

3.1.2 Rappel des objectifs présentés par la CRE pour EDF SEI

Dans le cadre de la régulation incitative, le TURPE 5 fixe une valeur de référence sur la période 2018 – 2021 pour EDF SEI à **329 minutes /an de temps de coupure HIX hors coupures liées à la production**. La force de l’incitation sur la période correspondante est de 173 k€/min.

Ce qui signifie que si EDF SEI présente un temps de coupure inférieur à 329 minute il percevra un bonus de 173 k€/min en moins, et s’il présente un temps de coupure HIX supérieur à la valeur de référence, il sera pénalisé de 173 k€/min supplémentaires.

Extrait de la CRE sur la régulation incitative du TURPE 5

Le cadre de la régulation incitative : Le TURPE 5

- Valeur de référence à la maille SEI pour la période [2018-2021] cible calculée sur la moyenne de la performance sur la période [2014-2016], HIX et hors coupures liées à la production

	Critère BHIX
Valeur de référence sur la période 2018-2021	329 minutes/an

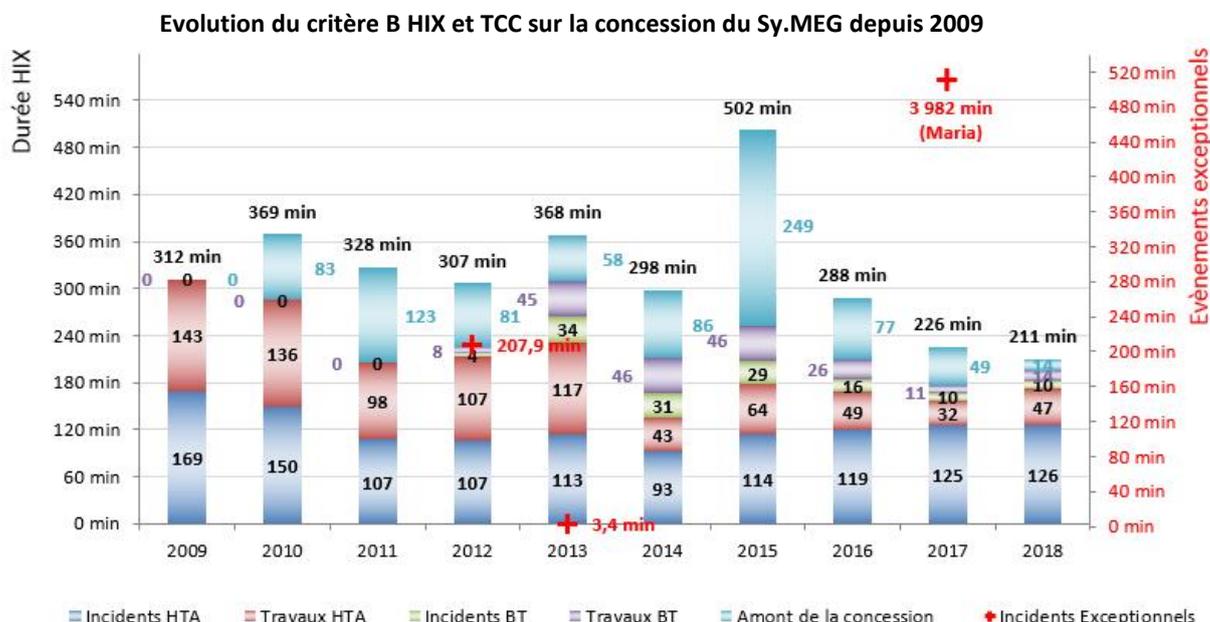
- Incitation financière calquée sur le mécanisme retenu pour Enedis

	Critère BHIX
Force de l'incitation sur la période 2018-2021	173 k€/min

- Système de plafond/plancher au périmètre SEI pour limiter le risque financier

3.1.3 Evolution du critère B HIX

Le critère B HIX de la concession est illustré sur le graphique suivant. Il présente également le complément relatif aux incidents classés comme exceptionnels, identifiés comme tel en 2017 avec le cyclone MARIA. En 2018, il n’y a aucun événement classé comme exceptionnel.



En moyenne sur la période 2009 - 2018, le critère B HIX est de 320 minutes. En 2018 le critère B HIX est inférieur au temps moyen constaté sur la période (211 minutes). Depuis 2015, le temps de coupure HIX est en amélioration passant de 502 minutes à 211 minutes.

Les incidents sur le réseau HTA sont les premiers contributeurs au temps de coupure. En moyenne sur la période 2009 – 2018, le temps de coupure lié aux incidents sur le réseau HTA est de 38%. En 2018, les incidents sur le réseau HTA contribuent à plus 59%. (Les incidents HTA contribuent en moyenne sur 5 ans de 42% en Guadeloupe contre 52% pour la Martinique)

3.1.4 Fiabilité du temps de coupure

Le tableau ci-dessous présente les valeurs du Critère B entre les différentes requêtes techniques transmises par EDF-SEI dans le cadre du contrôle de concession (c'est à dire le fichier ETINC18 détaillant les coupure HTA, le fichier ETINC28 détaillant les coupures sur les réseaux BT, le fichier ETINC05 détaillant la continuité, et les chiffres du CRAC).

Exercice 2018

Décomposition Critère B HIX	ETINC 18 (coupure HTA)	ETINC 28 (coupure BT)	ETINC 05	CRAC
Crit B inc HTA	125,8		126,0	135,9
Crit B inc BT		10,2	10,3	
Crit B travaux HTA	46,7		46,9	60,5
Crit B travaux BT		13,7	13,8	
Crit B HIX	196,4		196,9	196,4

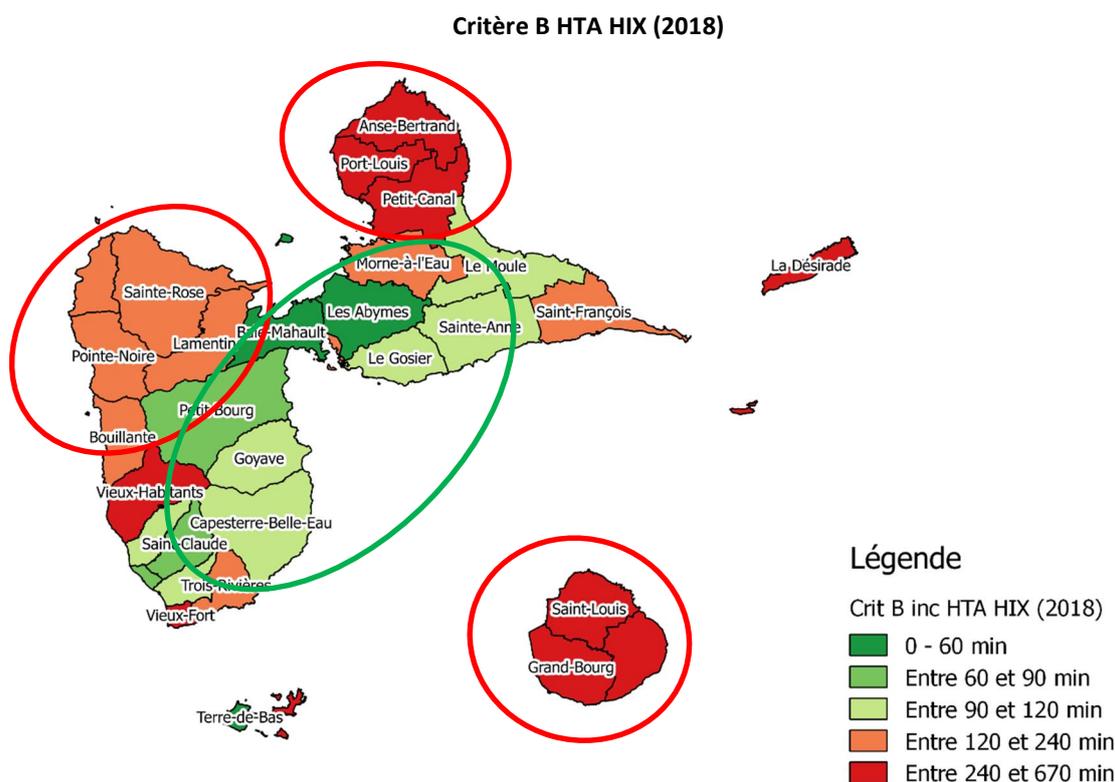
- Il apparaît une parfaite cohérence entre les fichiers de contrôles et les chiffres du CRAC. **Ce point est en amélioration par rapport aux exercices précédents.**

3.2 Continuité de fourniture sur le réseau HTA (HIX)

3.2.1 Evaluation et analyse géographique de la continuité de fourniture HTA

Afin de localiser les zones présentant le plus de nécessités quant à une sécurisation des réseaux HTA, il est nécessaire de spatialiser le temps de coupure sur incident HTA à une maille territoriale plus fine.

Le concessionnaire a transmis pour la première année le fichier ETINC 18b détaillant les incidents HTA avec une décomposition du temps de coupure par poste HTA/BT. Ce point positif permet de reconstituer le critère B HTA par commune.



Cette carte montre plusieurs zones sensibles et une zone moins vulnérable, à savoir :

- Le centre de l'île, le sud de Basse Terre et le Sud de Grande Terre ont globalement une bonne continuité d'alimentation avec un critère B sur incident HTA inférieur 90 minutes ;
- La continuité sur le Nord de Basse Terre est très dégradée avec un critère B sur incident HTA supérieur à 240 minutes ;
- La continuité sur le Nord de Grande Terre également dégradée en 2018, avec un critère B HTA compris entre 120 minutes et 240 minutes ;
- L'île de Marie Galante est également fortement impactée par les incidents HTA.

3.2.2 Analyse du TOP 15 des départements HTA les plus incidentogènes

Le tableau ci-dessous présente le top 15 des départements HTA les plus incidentogènes :

TOP 15 des départements HTA les plus incidentogènes (période 2014-2018)

Départ hta	nb inc hta hix 2014	nb inc hta hix 2015	nb inc hta hix 2016	nb inc hta hix 2017	nb inc hta hix 2018	nb inc hta hix total	L HTA totale (m)	L HTA souterrain (m)	Taux d'enfouissement	L HTA CPI (m)	Nb us BT	OMT total
CHANTI	6	9	10	14	6	45	54 600	38 380	70%	-	5 651	12
T/RIVI	12	9	10	3	5	39	36 114	14 445	40%	20	2 357	10
GOYAVE	5	5	14	4	9	37	45 737	36 136	79%	3 245	3 805	10
PT-CAN	3	4	8	12	6	33	58 922	52 366	89%	2 032	4 429	13
VELODR	8	8	9	4	3	32	46 657	34 613	74%	2 536	4 632	7
JOULE	4	6	6	4	10	30	13 889	13 889	100%	1 228	3 218	8
GOURBE	3	7	8	10	1	29	18 528	17 319	93%	1 070	1 516	5
CAMPEC	0	7	9	4	7	27	46 666	14 523	31%	22	2 267	4
V/FORT	6	3	4	2	11	26	58 071	56 711	98%	412	4 013	15
VBOURG	0	6	5	4	10	25	25 093	23 579	94%	1 754	2 536	6
GBOUR	8	8	3	2	3	24	47 313	38 862	82%	9 674	2 851	5
VX-HAB	4	5	3	3	7	22	34 365	14 742	43%	-	3 876	9
DESHAI	2	6	5	4	4	21	49 775	48 513	97%	8 610	4 279	6
DOYON	8	3	6	4	0	21	45 864	37 520	82%	1 559	3 892	6
FEEDER	3	7	2	4	5	21	6 672	6 672	100%	2 015	1 136	4

- Les 3 départements les plus incidentogènes sur la période sont :
 - Le département CHANTI avec 45 incidents HIX. Ce département est long (54 km). Il présente un taux d'enfouissement relativement élevé 70% ;
 - Le département Trois rivières avec 39 incidents HIX. Ce département présente un taux d'enfouissement relativement faible de 40% ;
 - Le département GOYAVE avec 37 incidents HIX. Ce département présente un taux d'enfouissement élevé (79%) mais présente un stock de CPI de plus de 3 km.

Le tableau ci-dessous présente le top 15 des départements HTA contribuant le plus au temps de coupure :

TOP 15 des départements HTA contribuant le plus au temps de coupure (période 2014-2018)

Départ HTA	NiTI inc HTA HIX 2014	NiTI inc HTA HIX 2015	NiTI inc HTA HIX 2016	NiTI inc HTA HIX 2017	NiTI inc HTA HIX 2018	NiTI moyen 5 ans	Part du NiTI aérien
T/RIVI	741 685	563 573	870 933	2 123 574	318 552	923 663	34%
GOYAVE	597 506	703 726	1 757 280	302 458	945 835	861 361	22%
CAMPEC	-	1 240 040	776 399	1 169 376	1 103 155	857 794	60%
VX-HAB	656 127	554 666	905 926	339 730	1 632 175	817 725	39%
CHANTI	362 658	1 200 658	848 982	1 258 093	359 024	805 883	15%
DOYON	2 331 358	400 949	552 318	713 189	-	799 563	2%
V/FORT	784 350	311 430	504 345	191 299	2 151 063	788 497	8%
BLANCH	770 108	856 022	55 930	1 360 869	510 602	710 706	61%
VBOURG	-	853 093	320 277	1 197 020	1 168 697	707 817	0%
RICHEP	374 596	679 512	950 552	1 162 429	340 279	701 474	74%
VELODR	558 339	1 125 845	932 339	373 468	432 955	684 589	9%
PT-CAN	378 863	445 706	525 534	761 536	1 310 373	684 402	0%
GBOUR	1 498 389	601 531	361 844	201 062	683 957	669 357	3%
DESHAI	78 765	1 192 379	696 747	819 084	481 188	653 633	3%
PROVID	292 944	896 585	834 138	834 651	-	571 664	20%

- Ainsi, sur la période 2014-2018, les départs HTA de TROIS RIVIERES, GOYAVE et CAMPEC présentent un temps de coupure important par rapport aux autres départ HTA de la concession. Les usagers alimentés par ces départs subissent des temps de coupures plus importants que ceux alimentés par les autres départs HTA.

Le concessionnaire a été questionné concernant les départs HTA contribuant le plus au temps de coupure. Il a été demandé les perspectives de travaux visant l'amélioration de leur desserte. Ci-dessous, les perspectives du concessionnaire sont détaillées pour chaque départ.

- Départ T/RIVI : le concessionnaire prévoit la création d'un départ (bananier-Morin-Matouba issu du poste source 3RIVIERES) avec la dépose de réseau aérien sur 4,6 km. Echéance sur 2020 ;
- Départ GOYAVE : il a été déposé du réseau aérien en 2019 suite à des travaux d'enfouissement sur 13 km ;
- Départ CAMPEC : il est prévu de faire de la PDV pour une réalisation entre 2019 et 2020 ;
- Départ VX-HAB : il est prévu de faire de la PDV pour une réalisation entre 2019 et 2020 ;
- Départ CHANTI : il est prévu une mise en service du nouveau poste source PETIT BOURG (1^{er} trimestre 2021).

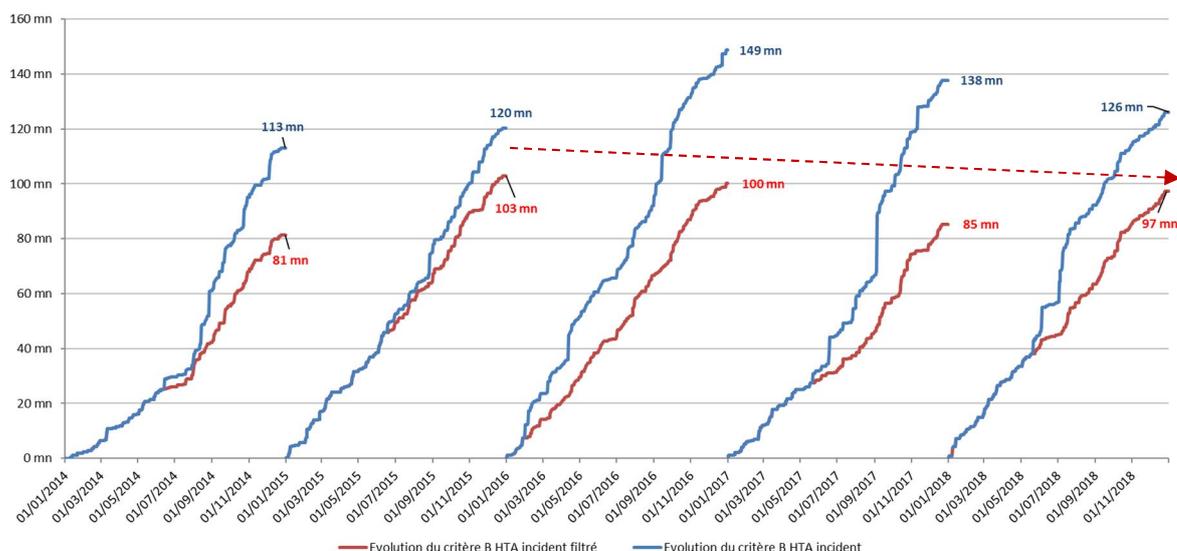
Le prochain contrôle permettra de suivre l'évolution et l'efficacité des travaux annoncés sur la qualité de desserte de ces départs.

3.2.3 Critère B filtré

Le graphique suivant montre l'évolution du critère B incidents HIX HTA au cours du temps sur les quatre derniers exercices. Afin d'analyser ce temps de coupure en dehors des événements climatiques les plus impactant, les jours présentant une contribution au critère B de plus de 3 minutes ont été filtrés.

Ce critère B filtré permet de consolider les analyses sans avoir à les relativiser par la survenue d'éléments exogènes au réseau, tels que le passage d'un ouragan.

Critère B filtré des incident HTA HIX contribuant à plus de 3 minutes (2014-2018)



Cette courbe fait clairement ressortir l'impact des événements climatiques majeurs sur les exercices 2016 et 2017 et 2018.

Depuis 2014, le critère B filtré des incidents contribuant à plus de 3 minutes de critère B (courbe rouge) évolue entre 100 minutes et 80 minutes. En 2018, le critère B filtré remonte à 97 minutes.

3.2.4 Analyse des sièges des incidents HTA HIX

Le graphe ci-dessous montre l'évolution du nombre d'incidents constatés sur le réseau HTA entre 2013 et 2018. Le premier siège en nombre d'incidents est le réseau souterrain avec 740 incidents HIX sur la période. Le réseau aérien compte 228 incidents HIX sur la période.

Décomposition des incidents HTA HIX par catégorie de siège en nombre et pourcentage (2013 2018)



Le tableau suivant présente la décomposition des NiTi¹ par sièges et par années. Le siège le plus contributeur au temps de coupure est le réseau souterrain. Le deuxième siège est le réseau aérien.

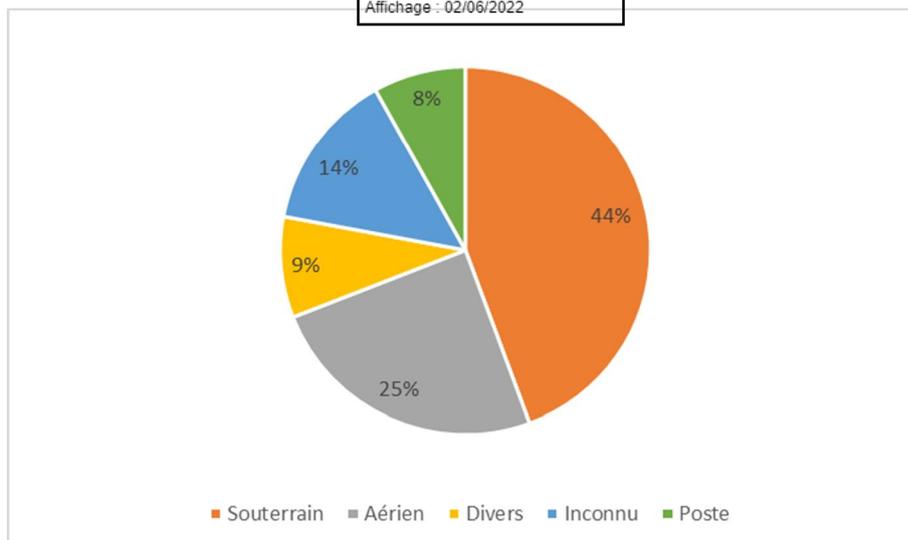
Décomposition des NiTi des incidents HTA HIX par catégorie de siège par année (2013 2018)

Siège	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Souterrain	50%	35%	55%	49%	54%	22%
Aérien	24%	10%	22%	26%	30%	37%
Divers	5%	2%	5%	13%	9%	19%
Inconnu	14%	45%	10%	2%	1%	13%
Poste	7%	7%	8%	11%	7%	8%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

En moyenne sur la période (2013-2018), le siège le plus contributeur au temps de coupure est le réseau souterrain avec une contribution au temps de coupure de 44% devant les réseaux aériens (25%). Voir graphique ci-dessous.

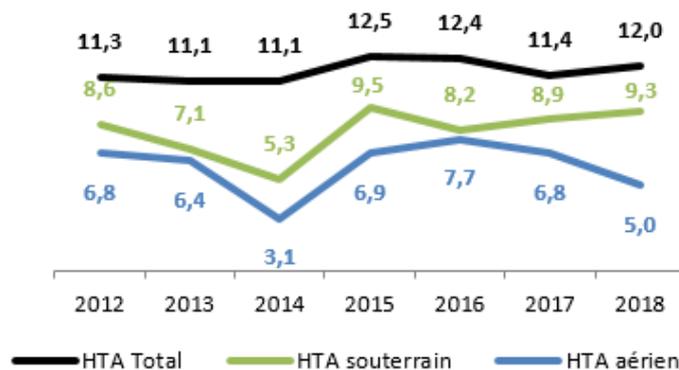
Décomposition des NiTi des incidents HTA HIX par catégorie de siège en moyenne sur la période (2013 2018)

¹ NiTi : Correspond au produit du nombre d'utilisateurs affectés par la coupure et la durée de la coupure. Cela traduit l'impact global de la coupure.



La répartition des incidents par nature de siège est mise au regard de la constitution des ouvrages par technologie. Ainsi, les taux d'incidents par linéaire de réseau sont présentés sur le graphique suivant.

Taux d'incident par typologie pour 100 km de réseau (HIX)



Les taux d'incidents sur les lignes aériennes sont en baisses depuis 2016 passant de 7,7 incidents en 2016 à 5 incidents en 2018 pour 100 km de réseau. La moyenne des taux d'incident sur la période s'établit à 6 incidents/100 km de réseau (contre 14 inc/100 km en Martinique)

Les câbles souterrains présentent un taux d'incident plus stable sur cette période, avec une moyenne de 8,1 incidents aux 100 km (contre 7,3 inc/100 km en Martinique)

En outre, les taux d'incidents constatés sont plus importants que les moyennes métropolitaines (3 incidents au 100 km pour le réseau aérien (10,5 inc/100 km en Martinique), 1,5 sur le réseau souterrain) du fait :

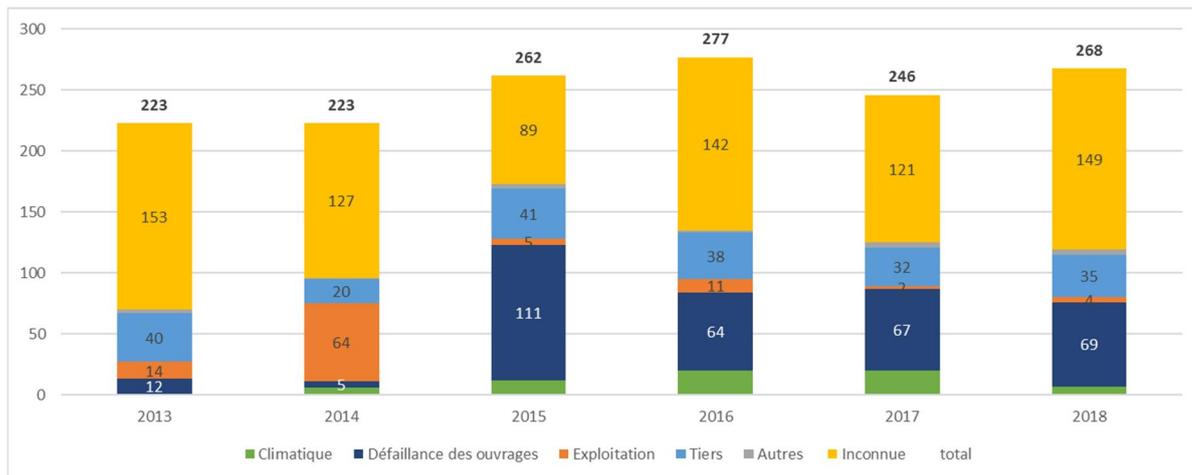
- De l'exposition aux aléas climatiques et de la corrosion sur le réseau aérien ;
- De la défaillance de matériel sur les accessoires et les câbles pour le réseau souterrain.

3.2.5 Analyse des causes des incidents HTA HIX

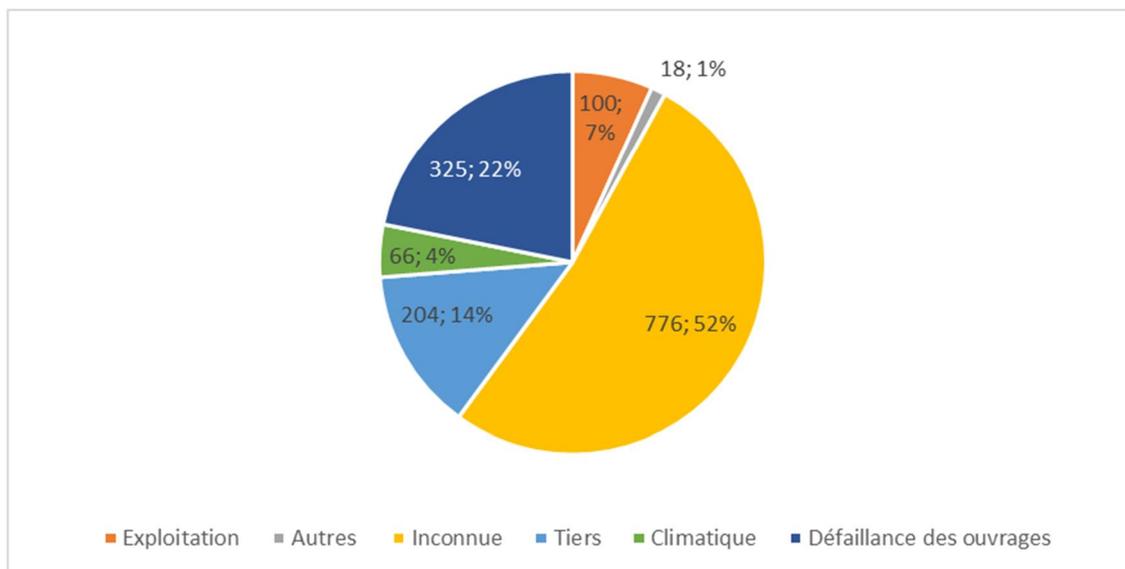
L'analyse des causes des incidents est abordée au travers des six catégories :

- Les incidents pour cause climatique (orage, vent, ...)
- Les défaillances des ouvrages (usure naturelle, défaillances matérielles, ...)
- Les coupures en rapport avec l'exploitation (dépassement de capacité, élagage insuffisant, ...)
- Les incidents sans cause explicite mentionnée par l'exploitant « autres »
- Les incidents dus à des tiers (arrachage de câble, voiture, ...).

Décomposition du nombre d'incidents HTA HIX par type de cause et par année



Décomposition des incidents HTA HIX par type de cause (moyenne 2013 – 2018)



Il apparaît qu'une part trop importante des incidents reste sans cause connue, avec une proportion de 52%. Ce point est dommageable puisqu'il empiète largement sur l'analyse des causes des incidents HTA. Ce problème est connu des équipes d'EDF, des investigations sont en cours pour améliorer ce point. **Le concessionnaire doit renforcer la sensibilisation de ces agents à la précision de la collecte des informations relatives aux incidents sur le réseau.**

En particulier, le nombre d'incidents catégorisés en tant que climatiques est relativement faible depuis 2013 malgré la forte exposition du territoire à ces aléas.

Inversement, le nombre de défaillances matérielles est relativement important (près de 22% incidents depuis 2013), ce qui relativement cohérent avec l'exposition du réseau aérien aux aléas climatiques le rendant fragilisé.

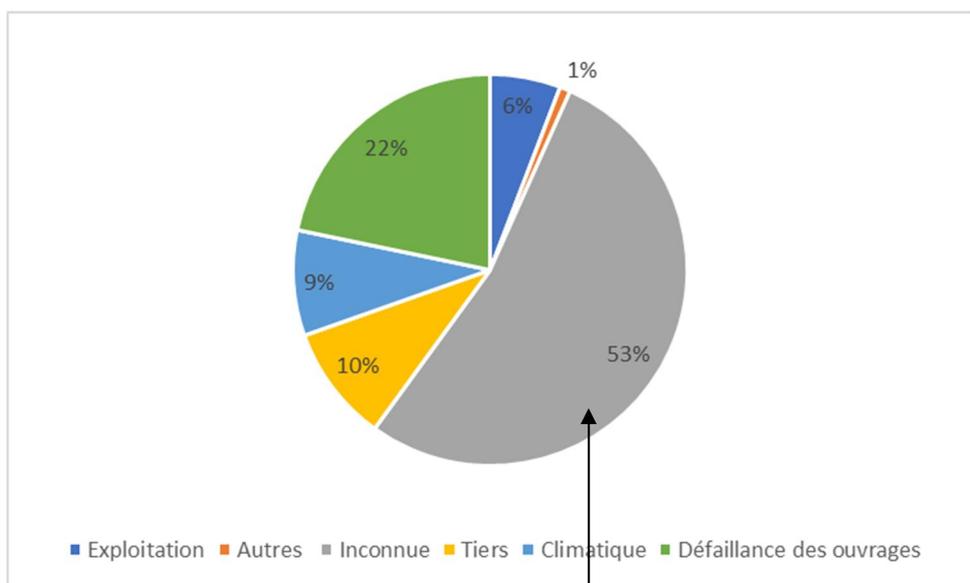
Le tableau ainsi que le graphique suivant présentent respectivement la décomposition des NiTi par cause et par année et la décomposition des NiTi par cause en moyenne sur la période.

Il apparaît qu'en moyenne sur la période, 53% du temps de coupure est liés à des incidents pour cause inconnue. Vient ensuite, la défaillance des ouvrages qui contribue à 22% du temps de coupure liés aux incidents HTA.

Décomposition des NiTi des incidents HTA HIX par catégorie de cause et par année (2013 à 2018)

Causes	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Exploitation	3%	23%	1%	2%	0%	1%
Autres	1%	1%	1%	1%	1%	0%
Inconnue	75%	67%	32%	43%	49%	60%
Tiers	15%	5%	13%	9%	6%	8%
Climatique	1%	3%	5%	11%	24%	5%
Défaillance des ouvrages	5%	1%	49%	34%	19%	26%
total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Décomposition des NiTi des incidents HTA HIX par catégorie de cause en moyenne sur la période (2013 - 2017)



Le tableau ci-dessous détaille les libellés des potentielles « causes inconnues » indiqués dans le fichier des incidents HTA :

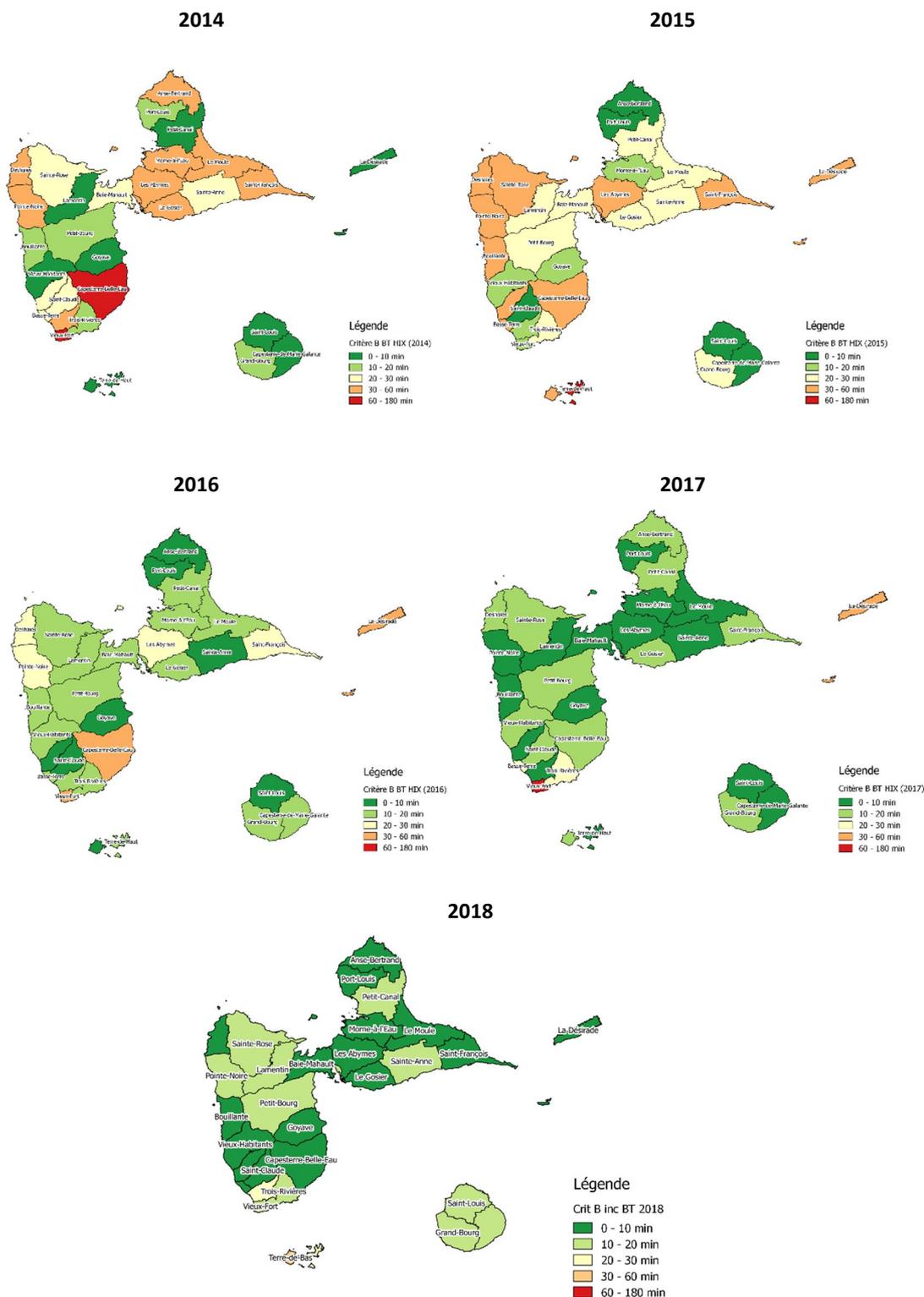
Libellé	Type
Autres causes	Inconnue
Cause inconnue avec circonstances atmosphériques normales	Inconnue
Départ en RSE (avec cause non identifiée)	Inconnue
Maintenance lourde (prolongation durée de vie des ouvrages)	Inconnue

3.3 Continuité de fourniture sur le réseau BT

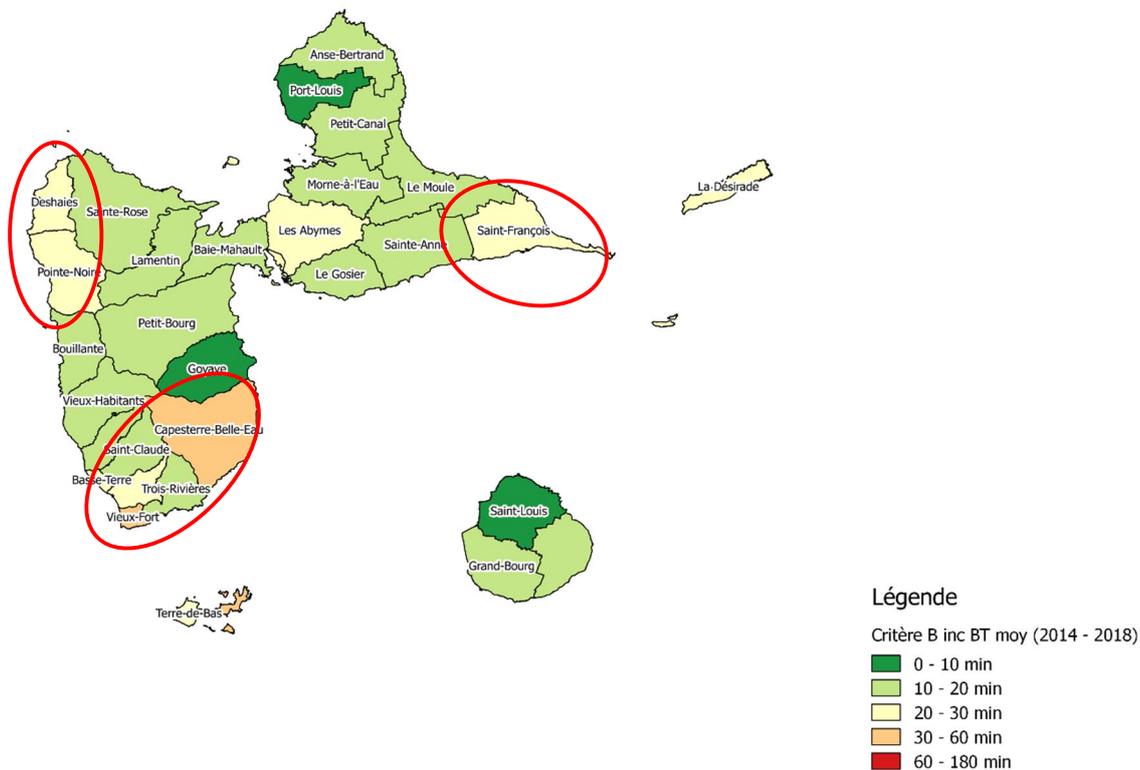
3.3.1 Analyse spatiale des incidents BT

Les cartes suivantes présentent le temps de coupure moyen par usager sur incident BT par commune et par année, reconstitués à partir de l'historique des fichiers de contrôle.

Cartographie du critère B sur incident BT HIX par commune par année



Cartographie du critère B sur incident BT HIX par commune (moyenne 2014 – 2018)



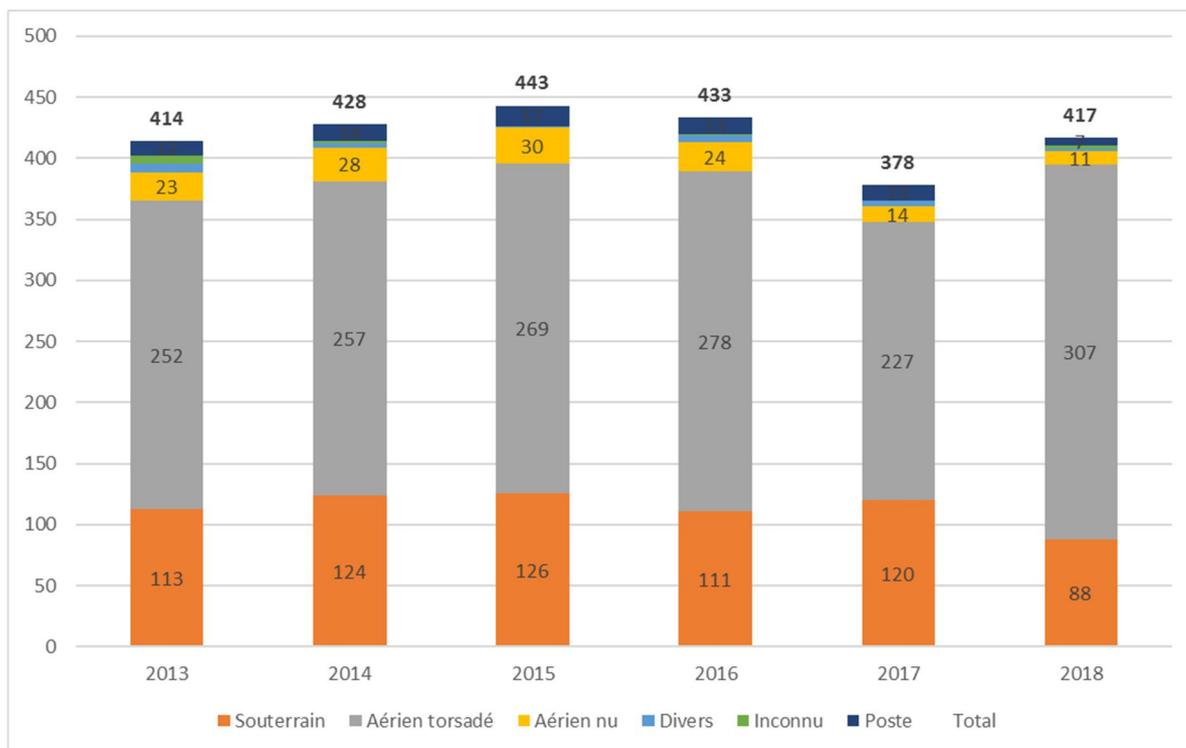
La carte du critère B BT HIX moyen sur la période fait notamment ressortir les communes de Vieux fort (47,5 min), Terre de Haut (38,4 min), Capesterre Belle Eau (34,7 min), Deshaies (29,8 min) et Saint François (27,9 minutes) comme les cinq principales communes impactées par une mauvaise continuité d’alimentation suite aux incidents BT.

Cependant, il convient de noter que le faible nombre d’usager sur les communes Vieux Fort et Terre de haut, Deshaies dégrade fortement le critère B BT.

3.3.2 Analyse des sièges des incidents BT HIX

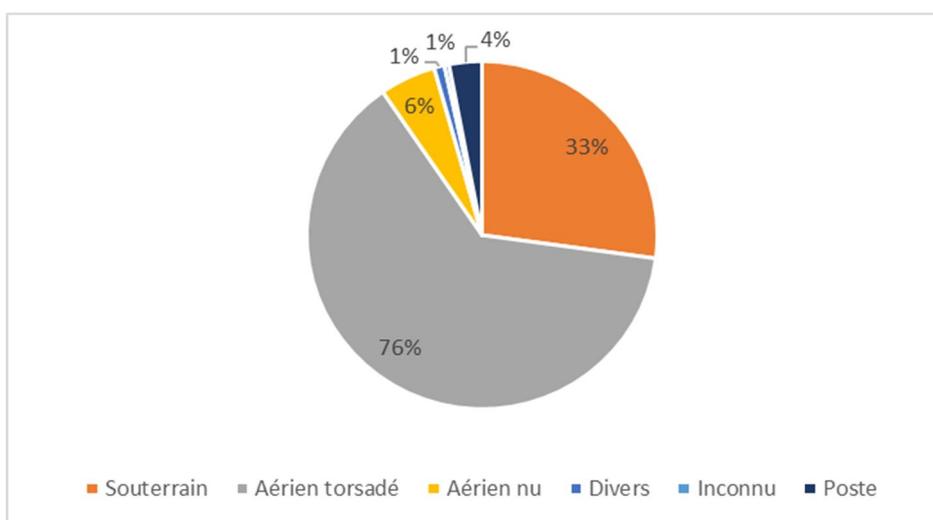
Le graphe ci-dessous montre la répartition des incidents BT collectés depuis 2013.

Décomposition des incidents BT par catégorie de siège

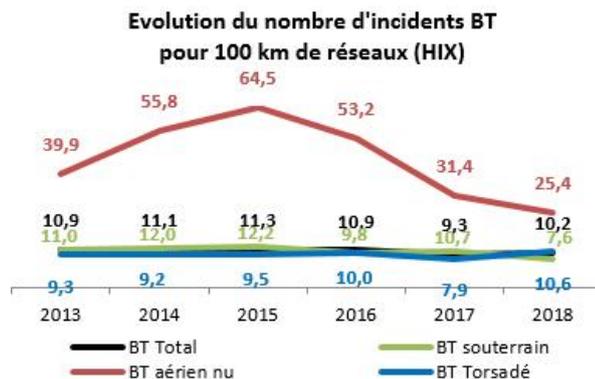


En moyenne sur la période 2013 à 2018, le nombre d'incidents BT est de 419. En 2018, le nombre total d'incident est de (417), un nombre qui s'établit juste en dessous du nombre moyen d'incident sur la période (419). Le réseau torsadé contribue à plus de 63% en moyenne du nombre d'incidents total (265 inc en moyenne sur la période). Le réseau souterrain contribue lui à 27% et le réseau aérien nu à plus de 5%.

Répartition des incidents BT HIX par siège en moyenne sur (2013-2018)



Les taux d'incidents par linéaire sont présentés sur le graphique suivant :



Ainsi, les taux d'incidents par linéaire de réseau présentent une forte disparité :

- 10,5 incidents pour 100 km de réseau BT souterrain par an (données 2013-2018) (*contre 5,6 inc/100 km en Martinique*) ;
- 9,4 incidents pour 100 km de réseau BT torsadé par an (données 2013-2018) (*contre 8,1 inc/100 km en Martinique*) ;
- 45 incidents pour 100 km de réseau BT aérien nu par an (données 2013-2018). Ce taux élevé s'explique par la faible quantité de linéaire ce qui apporte une forte volatilité.

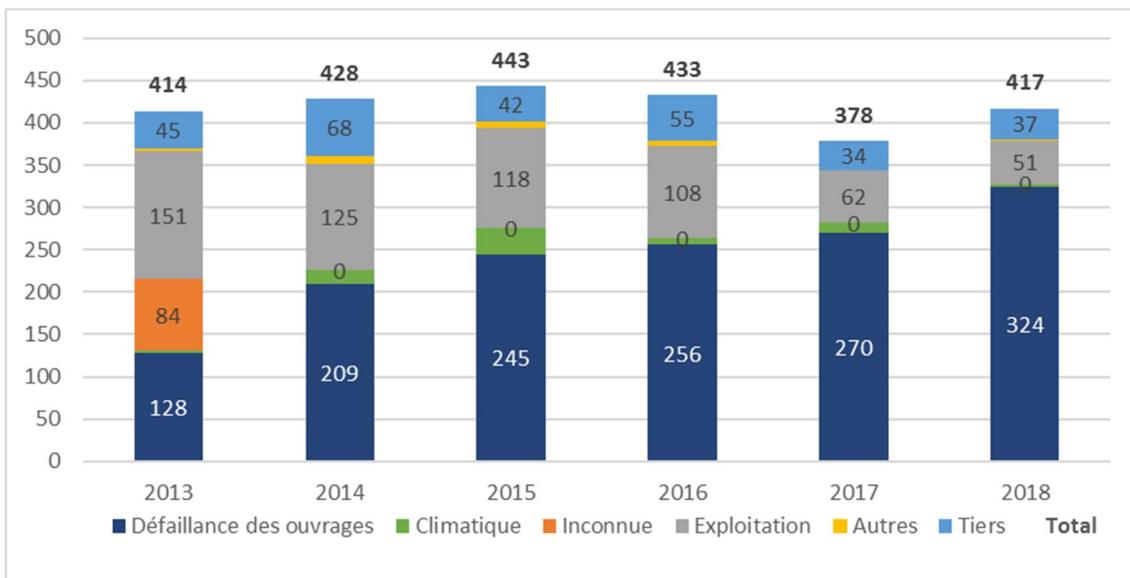
Cette analyse croisée entre les données patrimoniales et la collecte des incidents mettent en avant le besoin de résorption des fils nus que le concessionnaire ne réalise pas en zone urbaine.

3.3.3 Analyse des causes des incidents BT

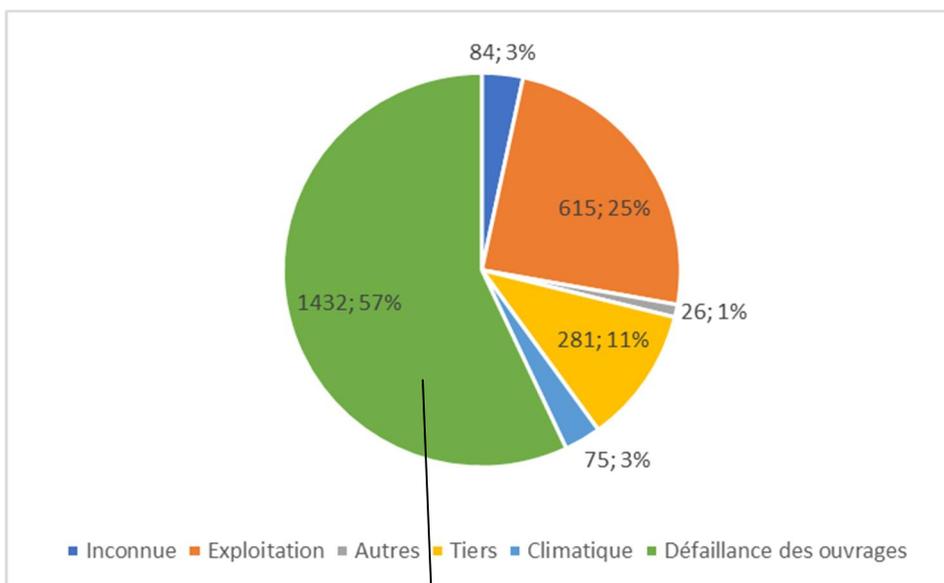
L'analyse des causes des incidents est abordée en créant six catégories :

- Les incidents pour cause climatique (orage, vent...) ;
- Les défaillances des ouvrages (usure, naturelle, défaillances matérielles...) ;
- Les coupures en rapport avec l'exploitation (dépassement de capacité élagage insuffisant...) ;
- Les incidents sans cause explicite par l'exploitant ;
- Les incidents dus à des tiers (arrachages de câble, voiture...) ;
- Les autres autres causes (mouvement de terrain, oiseaux, animaux...).

Décomposition du nombre d'incidents BT par type de cause



Décomposition du nombre d'incidents BT par type de cause période (2013 – 2018)



Défaillance des ouvrages
Conducteurs dérégés
Défaillance protection
Défaut de conception
Défaut de montage / tirage
Défaut montage, tirage
Dépassement capacités électriques
Dépassement de capacités électriques
Usure naturelle

L'analyse des causes, montre qu'en moyenne sur la période (2013 – 2018), 57% des incidents sont liés à la défaillance des ouvrages, suivi de 25% liés à l'exploitation (élagage insuffisant). Les aléas climatiques représentent seulement 3% des causes des incidents sur le réseau BT.

Le tableau suivant présente la décomposition des NiTi par cause et par année. Il apparaît qu'en moyenne sur la période les incidents ayant pour origine une « défaillance des ouvrages » contribuent à 58% du temps de coupure. La deuxième cause concerne les incidents ayant pour origine un défaut d'exploitation qui contribuent à 21% du temps de coupure en moyenne sur la période. A noter qu'en moyenne les incidents d'origine climatique contribuent à seulement 4%.

Causes NiTi	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Moyenne
Inconnue	17%	0%	0%	0%	0%	0%	3%
Exploitation	23%	24%	22%	22%	13%	16%	21%
Autres	0%	2%	1%	2%	0%	0%	1%
Tiers	14%	19%	10%	12%	9%	6%	13%
Climatique	1%	6%	6%	1%	5%	1%	4%
Défaillance des ouvrages	45%	49%	60%	63%	73%	76%	58%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

3.4 Analyse des coupures brèves et très brèves

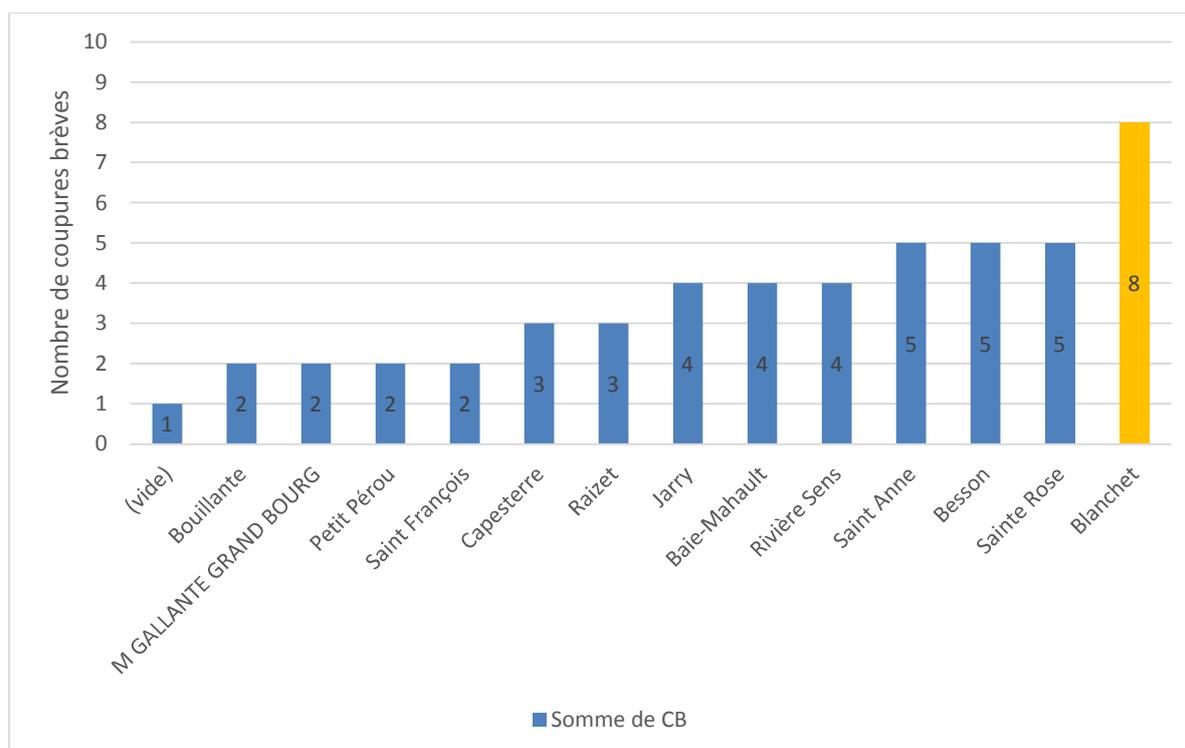
En préambule, il convient de rappeler que le fichier contenant le détail des coupures brèves et très brèves n'avait pas été transmis au titre du contrôle de 2017. **La transmission de ce fichier en 2018 constitue une réelle amélioration et effort du concessionnaire.**

Cette analyse a été réalisée en prenant en compte uniquement les coupures HTA hors incidents exceptionnels (HIX).

Les coupures sur le réseau HTA peuvent être catégorisées par leur durée :

- Les coupures brèves comprises entre 1 seconde et 3 minutes ;
- Les coupures très brèves (ou micro-coupures) inférieures à 1 seconde.

Nombre de coupures brèves par poste source en 2018



- L'analyse montre que le poste source blanchet est le poste source qui dénombre le plus de coupure brève sur l'année 2018 ;
- Il est important de souligner que le concessionnaire ne comptabilise aucune coupure très brève, ce qui laisse douter de la bonne collecte de ces informations. (*en métropole en moyenne il a 3,6 coupures très brèves par usager statistique AEC 2018*).

Nombre de coupures brèves par départ HTA en 2018

Départ HTA	NB CB (2018)
JOULE	4
DESBON	3
BAILLI	2
BLANCH	2
DURIVA	2
FEEDER	2
SENNO	2
SLOUI	2
VBOURG	2
VELODR	2
BAIE.M	1
CHGAIL	1
DESHAI	1
DESOUT	1
DOTHEM	1

- L'analyse par départ HTA montre que les départs JOULE, DESBON et BAILLI sont les trois départs HTA subissant le plus de coupures brèves sur 2018.

3.5 Bilan forces faiblesses sur la continuité

- Forces :
 - Un critère B HIX en baisse depuis 2015 qui s'établit en 2018 à 211 minutes. Le critère B HIX est en dessous des objectifs fixés par le régulateur sur la période 2018 à 2021 (cible du TURPE 5 : 329 minutes).
 - Un critère B HIX filtré des incidents contribuant à plus de 3 minutes de critère B en très légère baisse depuis 4 exercices.
 - Un bon taux d'enfouissement HTA de 75% en hausse de +1,7 point par rapport à 2017.
- Faiblesses et points sensibles :
 - HTA :
 - Un réseau HTA fortement contributeur au temps de coupure : en 2018 le réseau HTA contribue à plus de 59% du temps de coupure.
 - **En moyenne sur la période 2013 à 2018, le siège le plus contributeur au temps de coupure est le réseau souterrain.** Il contribue à plus de 44% du temps de coupure sur la période.
 - **Le réseau HTA aérien est le deuxième siège. Il représente 25% du linéaire et contribue à 25% du temps de coupure sur incident HTA.**
 - **En moyenne sur la période, l'analyse des causes montre que 52% des incidents sont sans causes connues.** La seconde cause concerne la défaillance des ouvrages HTA (22%).
 - Un stock important de réseau CPI (153 km).
 - BT :
 - Un faible taux d'enfouissement BT (28%).
 - **L'analyse des causes, montre qu'en moyenne sur la période (2013 – 2018), 57% des incidents sont liés à la défaillance des ouvrages,** suivi de 25% liés à l'exploitation (élagage insuffisant). Les aléas climatiques représentent seulement 3% des causes des incidents sur le réseau BT.
- Améliorations notables par rapport à 2017 :
 - Transmission du fichier des coupures brèves et très brèves
 - Transmission des incidents HTA par postes coupés ce qui permet de reconstituer le critère B HTA par commune

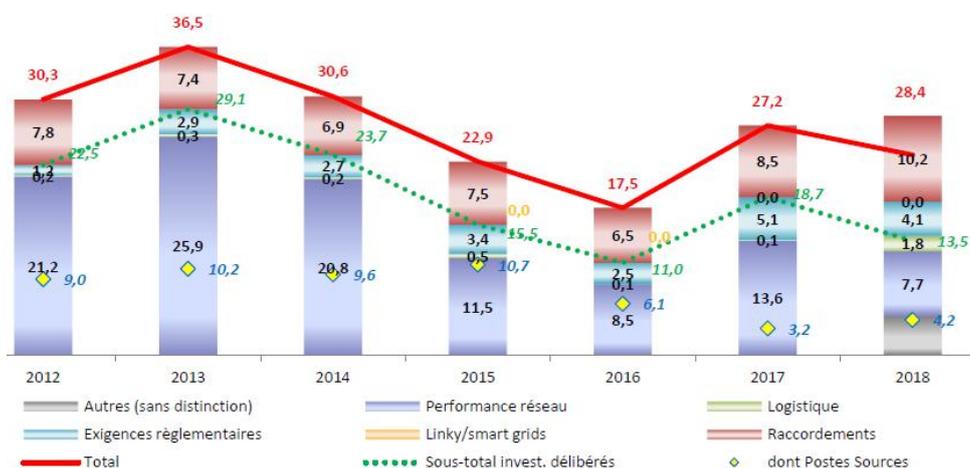
4. Actions du concessionnaire pour l'amélioration de la qualité de desserte

4.1 Investissements du concessionnaire

Le graphique suivant présente l'historique des investissements d'EDF-SEI depuis 2012 sur la concession du Sy.MEG. Les investissements ont plutôt une tendance à la baisse depuis 2013. Les années 2017 et 2018 ont été marquées par une forte augmentation des investissements en raison de la reconstruction du réseau liée aux tempêtes IRMA et MARIA survenues fin 2017.

Les investissements délibérés, c'est-à-dire les investissements pour la performance du réseau, les investissements de logistique et les investissements liés aux exigences réglementaires, s'établissent à 13,5 M€ en 2018 en baisse de 5,2 M€ par rapport à 2017.

Montants des investissements du concessionnaire (2012 – 2018)



La partie suivante présente la politique d'investissement moyen terme du concessionnaire sur la période 2019 à 2022.

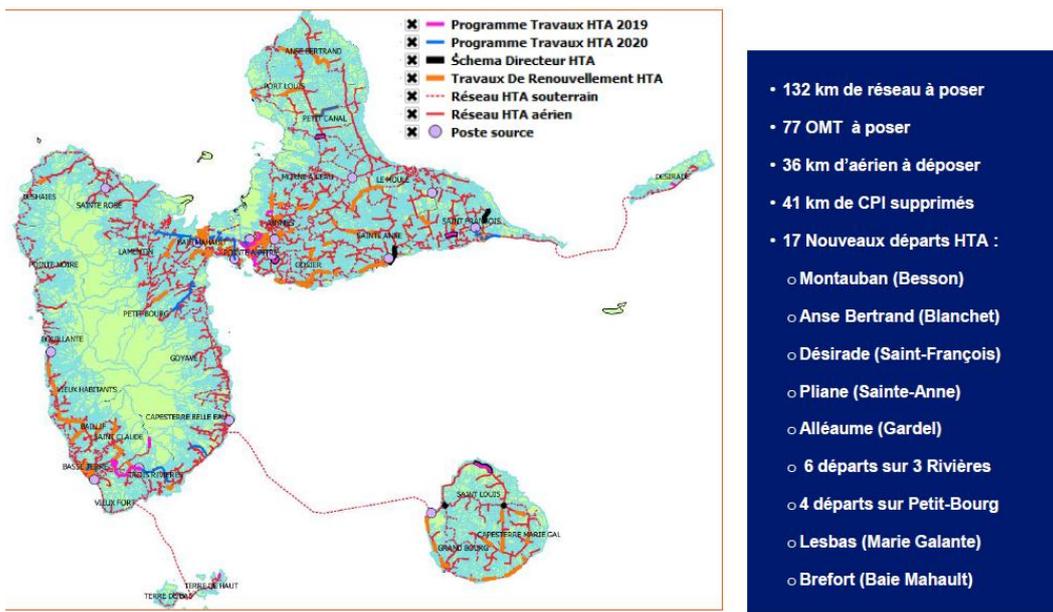
4.2 Programme travaux du concessionnaire moyen terme

Le concessionnaire a communiqué sur ses prévisions de travaux à court et moyen termes afin d'améliorer la qualité de desserte. Il ressort notamment de ce programme les points suivants :

- Un plan de déploiement d'Organe de Manœuvre Télécommandé (OMT) (77 OMT à poser) ;
- La résorption de 41 km de CPI ;
- La création de 17 nouveaux départs HTA permettant d'améliorer la qualité de tension, et de lever des contraintes de chute de tension ;
- De l'enfouissement de réseaux HTA ;

Extrait du programme travaux (2018 – 2022) du concessionnaire (présenté en séance)

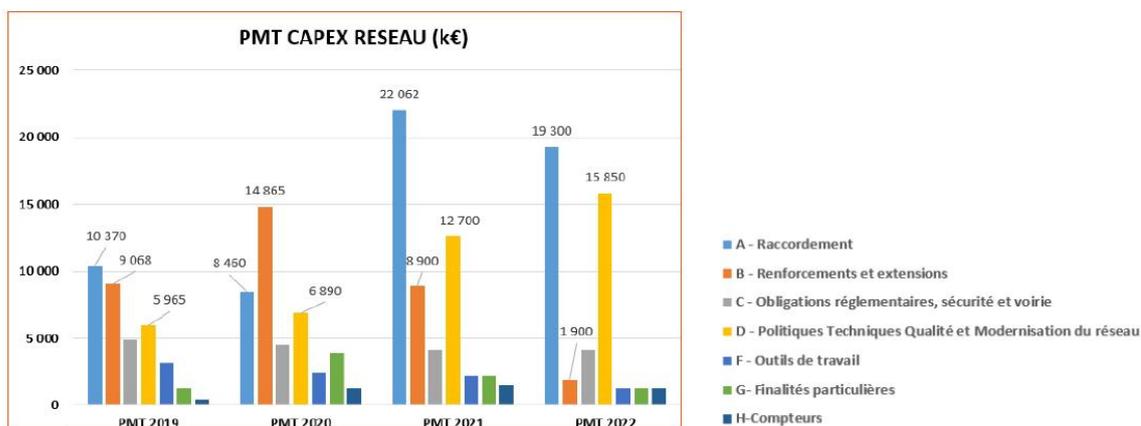
PROGRAMME TRAVAUX 2018-2022



En complément, EDF a présenté son programme d'investissement moyen terme sur la période (2019 – 2022). Il apparaît que EDF va poursuivre la mise en œuvre des politiques de renouvellement du patrimoine et d'amélioration de la qualité, et de modernisation du réseau avec notamment un programme d'investissement qui s'élève à hauteur de 41 M€ sur 4 ans (voir rubrique « jaune » politique techniques qualité et modernisation du réseau).

⇒ LE SYMEG devra contrôler chaque année la bonne application de ce programme et questionner le concessionnaire si des écarts sont constatés par rapport à la prévision.

Extrait du programme de dépenses moyen terme (2019 – 2022) du concessionnaire par finalité (présenté en séance)



⇒ La PDV et maintenance préventive des matériels viendront compléter des investissements consacrés à la modernisation du patrimoine permettant de répondre aux enjeux de fiabilisation et de sécurité des réseaux. Cette partie sera détaillée par la suite du rapport.

4.3 Programme PDV (Prolongation de Durée de Vie)

Le programme « Prolongation de Durée de Vie » (PDV), pratique relativement récente du concessionnaire (depuis 2013 en métropole), est une approche plus ciblée que le renouvellement en totalité de portions aériennes de réseau HTA et plus lourde qu'un programme habituel de maintenance. En effet, la PDV consiste en un renouvellement partiel de portions de réseaux identifiées comme nécessaire, incluant notamment une partie ou l'ensemble des accessoires (c'est-à-dire attaches, supports, armements, isolateurs, ponts, etc.).

La PDV est ainsi utilisée en alternative au renouvellement par enfouissement :

- En complément des travaux Plan Aléas Climatiques (PAC) afin de garantir une bonne qualité globale de ces départs ;
- Sur les départs hors travaux PAC, pour améliorer la qualité (critère B ou résorption des écarts vis-à-vis du Décret Qualité), notamment sur les tronçons fortement sujets à des défaillances matérielles sur des accessoires aériens.

Il s'agit d'une démarche complète basée sur :

- Des agents spécialisés (diagnostic, réalisation des chantiers, reporting, mises en immobilisation) ;
- Des outils adaptés (guide de diagnostic des ouvrages, tablette 'PDV' pour standardiser la saisie des données tout au long du processus) ;
- Un corps de doctrine établi conjointement entre DT (Direction Technique), DF (Direction Financière) et les régions (politique HTA, Guide de la PDV, guide et mode opératoire des mises en immobilisation, marchés de travaux spécifiques).

La PDV permet ainsi, selon EDF, de prolonger la durée de vie de l'ouvrage traité de 15 ans au minimum. De ce fait, elle constitue un investissement CAPEX « Qualité » considéré comme un intermédiaire entre le renouvellement total d'un tronçon aérien HTA pérenne et de simples actions de maintenance préventive sur OPEX. Cette politique industrielle est présentée par le concessionnaire comme étant la démarche optimale d'un point de vue technico-économique.

Le concessionnaire a expliqué vouloir monter en puissance le programme PDV pour les prochains exercices.

La pyramide des ages du réseau HTA aérien montre qu'il y a 304 km de réseau aérien qui sont éligible au programme PDV (age supérieur à 25 ans).

Sur ce stock de 304 km de réseau éligible, le concessionnaire prévoit, à partir de 2020, de faire de la PDV sur 125 km. EDF a l'ambition de réaliser ce programme en 4 ans en faisant 30 km / an sur 4 ans. Le gain espéré sur le critère B est de l'ordre de 20 minutes sur la période.

Le tableau suivant montre le programme d'investissements sur les 4 ans.

Travaux	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Operations de remise à niveau technique aérien (>25 ans >5€/m et inf<70% du cout remplacement)	0	0.8 M€	0.8 M€	1.2 M€	1 M€	3,8 M€

Source EDF SEI.

La vérification de la pertinence technico-économique de ces investissements n'a pas été démontrée à ce stade. Seul un retour d'expérience structuré devra permettre de garantir l'efficacité de la nouvelle politique mise en œuvre.

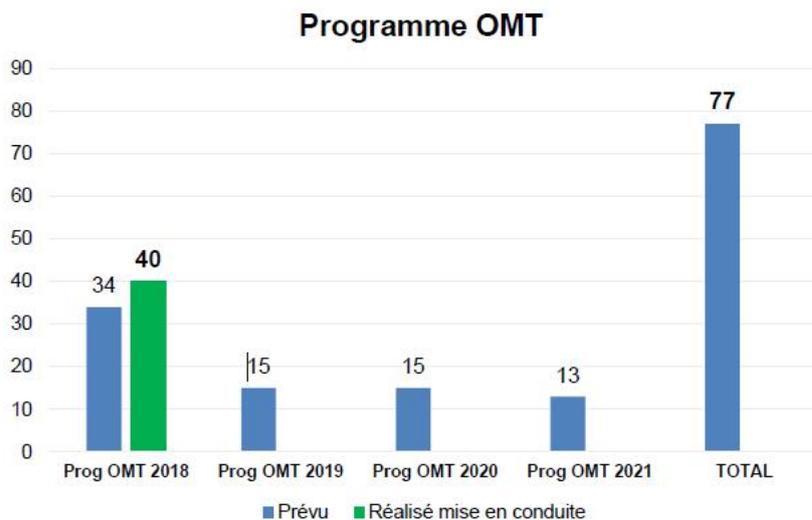
- ⇒ **Le Sy.MEG doit donc rester vigilant sur cette nouvelle politique et suivre ce programme pour les prochains contrôles.**

4.4 Plan de déploiement d'OMT

Dans le but de pouvoir intervenir hors tension sur le réseau HTA ou d'isoler une partie du réseau HTA en cas de défaut, le réseau HTA est tronçonné par des organes de coupure ou Organe de Manœuvre Télécommandés (OMT). Ceux-ci peuvent être aériens (interrupteur aériens) ou souterrains « cellule HTA » avec pouvoir de coupure de 400 A (coupure dans du SF6²).

Le graphique suivant présente le programme de pose des OMT du concessionnaire jusqu'en 2021.

Le concessionnaire a une politique volontariste d'installation des OMT car il prévoit la pose de 77 OMT au total sur 4 ans pour un investissement total d'environ 650 k€.



Source EDF

Le concessionnaire rappelle que :

- Le nombre optimal d'OMT sur un départ résulte d'un compromis entre le coût des OMT (installation et entretien) et le bénéfice pour les clients (gain sur critère B x valorisé par l'Energie Non Distribuée).
- L'installation des OMT sur des départs courts, de technologie souterraine avec peu de clients BT n'est pas justifié sur le plan technico-économique.

En complément, il convient de noter que les OMT n'empêcheront pas la survenue de défaut sur un réseau HTA qui présente un taux d'incident très important comme exposé sur l'analyse des taux d'incident. Mais ils permettront de réalimenter les clients coupés plus rapidement en isolant le défaut.

⇒ **Lors des prochains audits, le Sy.MEG devra contrôler la bonne application des objectifs de pose d'OMT annoncés par le concessionnaire.**

² SF6 : Hexafluorure de soufre (gaz aux propriétés isolantes)

4.5 Actions à mener pour l'amélioration de la continuité BT

Le programme de travaux du concessionnaire ne présente pas d'objectif sur le renouvellement des fils nus en zone urbaine alors que leur fragilité a été prouvée dans l'analyse croisant la constitution des ouvrages avec les incidents BT collectés par le concessionnaire.

- ⇒ **Le Sy.MEG doit rester vigilant à ce que le concessionnaire n'ignore pas les problématiques de vulnérabilité sur ces lignes : 1% des linéaires mais 6% des incidents sur le réseau BT fil nu en moyenne depuis 2013.**

Le concessionnaire a néanmoins détaillé sa politique concernant la sécurisation du réseau BT, il s'agit notamment de :

- Traiter l'ensemble des anomalies BT liées à la sécurisation des tiers U0 ;
- Résorber le stock des urgences (U0³, U1 et U2) sur 5 ans ;
- Garantir un traitement efficace du flux d'anomalies.

Le tableau ci-dessous détaille le plan annuel d'investissements consacré à ces travaux sur le réseau BT.

	2019	2020	2021	2022	2023
Total U0	587k€	202k€	162k€	130k€	105k€
Total U1	772k€	395k€	316k€	253k€	202k€
Total U2	150k€	767k€	767k€	767k€	767k€
Total général	1 510k€	1 364k€	1 245k€	1 150k€	1 074k€

- ⇒ Le concessionnaire prévoit donc de traiter l'ensemble des anomalies concernant la sécurisation du réseau BT pour un montant annuel moyen sur la période de 1,2 M€ sur la période soit près de 15% des investissements de performance du réseau en 2018.

³ U0, U1 et U2 : degré d'urgence et de priorisation. U0 étant prioritaire par rapport aux U1 et U2.

5. Conclusion

Cette étude permet avant tout à la collectivité de juger de la continuité de l'alimentation électrique sur son territoire. En outre, elle analyse les moyens et le programme travaux mis en œuvre par le concessionnaire sur la concession dans le but d'améliorer la desserte en électricité.

L'étude a montré que le territoire du Sy.MEG présentait une continuité de fourniture en amélioration, mais reste fragile notamment du fait de son exposition aux aléas climatiques.

Ainsi, sur l'état des lieux de la concession, les points suivants sont à noter :

- Le taux d'enfouissement des réseaux HTA est en progression. La concession présente à fin 2018 un bon taux d'enfouissement à 75,3% ;
- Un taux d'enfouissement BT très faible (28%), sans progression forte depuis une dizaine d'année. Le réseau torsadé est relativement robuste mais reste exposé aux aléas climatiques ;
- Les câbles papier présentent un niveau de renouvellement volontaire sur les 4 derniers exercices et constituent un point de vulnérabilité important du réseau HTA. La trajectoire constatée amènerait la disparition de ces câbles qui restent fortement présents à l'horizon 2031 ;
- **Le critère B HIX de la concession est en baisse depuis 2015. Il s'établit en 2018 à 211 minutes.** A noter qu'il n'y a pas eu d'événement exceptionnel sur 2018 ;
- **En particulier, le temps de coupure sur incident HTA est en augmentation depuis 2014 et s'établit à près de 15 minutes en moyenne sur les 5 derniers exercices ;**
- L'analyse des sièges fait apparaître que le réseau souterrain contribue à plus de la moitié du temps de coupure sur incidents HTA (sur la période 2013 à 2018);
- L'analyse des causes des incidents HTA fait apparaître une proportion trop importante d'incidents sans cause connue (52% en moyenne depuis 2013). Ce point est dommageable puisqu'il empêche l'analyse exhaustive des causes des incidents HTA. **Il n'y aucune amélioration constatée par rapport à 2017. Le concessionnaire a pourtant engagé des investigations mais à ce jour aucune amélioration n'a été établie ;**

Le concessionnaire doit renforcer la sensibilisation de ces agents à la précision de la collecte des informations relatives aux incidents sur le réseau. En complément, l'analyse des causes fait également ressortir la défaillance des ouvrages comme seconde cause contribuant à plus de 22% du temps de coupure.

L'analyse des actions de fiabilisation présentées par le concessionnaire affichent :

La création de 17 nouveaux départs HTA permettant la levée de contrainte sur le réseau ainsi qu'une meilleure sécurisation du réseau ;

- Une politique volontariste d'installation des OMT (plan 420 OMT à horizon 2022) qui amènerait une diminution substantielle du critère B en améliorant le taux de réalimentation des clients, sans pour autant faire baisser le nombre très important de coupures constatées ;
- Une résorption de 41 km de CPI HTA ;
- Un programme PDV ambitieux avec 120 km de réseau HTA aériens éligible. Ce programme devra commencer en 2019 et fortement progressé sur la période (2020 - 2023). L'avancement de ces travaux seront donc à surveiller, afin de contrôler l'efficacité de cette nouvelle politique ;
- Sur le réseau BT, le concessionnaire prévoit également de traiter l'ensemble des anomalies U0 concernant la sécurisation des tiers pour un montant moyen sur la période de 1,2 M€ sur la période (2019 – 2023).



Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

971-200010759-20220520-DEL-2022-CON-31-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 02/06/2022

Affichage : 02/06/2022

Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe



Analyse de la qualité de tension

Exercice 2018

Juillet 2020

Sommaire

1.	Introduction.....	2
2.	Evolution de la tenue en tension du réseau de distribution de la concession du Sy.MEG	3
2.1	Présentation du modèle de calcul des contraintes électriques	3
2.2	Evolution du nombre d'usagers BT mal alimentés sur la concession	5
2.3	Localisation des usagers BT considérés comme mal alimentés	6
2.4	Qualité de tension sur les départs HTA	10
3.	Principe de réglage de la tension sur le réseau de distribution d'électricité	11
3.1	Les différents organes de gestion de la tension sur le réseau de distribution	11
3.2	Impact sur la marge admissible de l'application du nouveau plan de tension	13
4.	Application du nouveau plan de tension sur la concession du Sy.MEG	15
4.1	La valeur des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTA	15
4.2	Modalité du plan de tension HTA relatives aux producteurs.....	17
4.1	La valeur des prises à vide sur les transformateurs HTA/BT	20
4.2	Intégration des producteurs BT	21
5.	Conclusion	23
6.	Annexe 1 : surcharge des transformateurs HTA/BT	24
7.	Annexe 2 : 82 départs BT devenant mal alimentés avec l'application du plan de tension (départs éligibles au FACE)	1

1. Introduction

Les exigences liées à la qualité de tension d'alimentation sont précisées par les arrêtés d'application du décret du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité. Celles-ci s'appuient sur la norme EN 50 160 pour définir la plage réglementaire d'alimentation en basse tension à [90% ; 110%] de la tension nominale, contre [90% ; 106%] précédemment. Un usager est considéré comme mal alimenté si sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, sort une fois dans l'année de cette plage réglementaire.

Face à l'impossibilité pratique d'assurer un suivi de la tenue de tension à partir de mesures sur chaque point de livraison, le nombre d'usagers BT mal alimentés (CMA) est estimé *via* l'outil Système d'Information Géographique (SIG). Anciennement appelé GDO-BT, cet outil évalue la tenue de tension sur les réseaux basse tension en s'appuyant sur :

- Une description fine du réseau ;
- Un modèle statistique d'estimation de charge électrique ;
- Un modèle de calcul d'état électrique, intégrant notamment les réglages de tension au niveau des transformateurs HTB/HTA (régleur en charge) et HTA/BT (prise à vide).

Cependant, les éléments demandés spécifiques à cette étude (valeur de régleur en charge, des prises à vide réelle) n'ont pas été transmis. Ce point est regrettable pour l'autorité concédante, notamment pour l'analyse de la cohérence entre les valeurs effectives de ces réglages et sa politique d'exploitation. En effet, bien que la politique d'exploitation sorte du champ du contrôle, il convient de vérifier si ces principes sont correctement appliqués.

Cette analyse s'appuiera donc sur les restitutions informatiques du concessionnaire relatives aux chutes de tension sur le réseau HTA et BT. Il sera ainsi abordé :

- Une présentation de la tenue en tension sur la concession sera effectuée afin de localiser les tronçons les plus contraints des réseaux HTA et BT ;
- Puis, une étude sur l'adaptation des réglages de la tension permettra de contrôler les modalités d'application du nouveau plan de tension et d'en mesurer les conséquences sur la qualité d'alimentation des usagers.

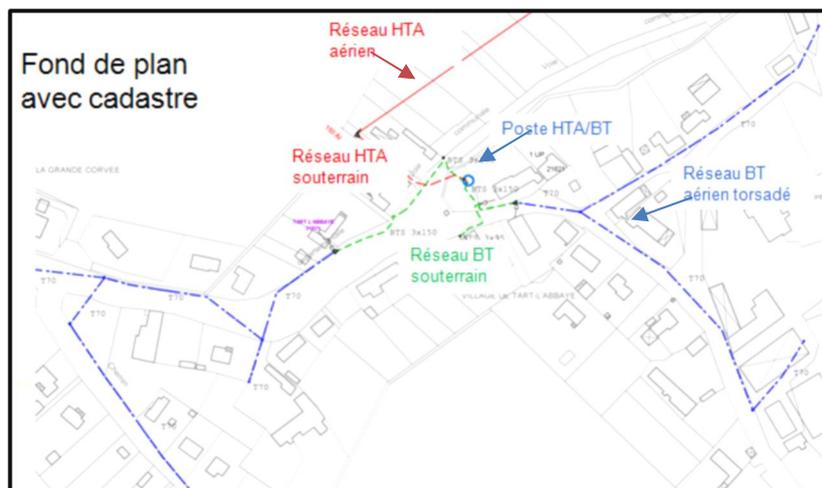
2. Evolution de la tenue en tension du réseau de distribution de la concession du Sy.MEG

2.1 Présentation du modèle de calcul des contraintes électriques

La qualité d'alimentation, au sens de la tension, est caractérisée par le nombre d'utilisateurs considérés comme mal alimentés, c'est à dire le nombre d'utilisateurs dont la tension d'alimentation moyennée sur 10 minutes est en dehors de la plage réglementaire ($\pm 10\%$ de la tension nominale un fois par an).

Afin d'estimer les contraintes électriques, le concessionnaire dispose d'un outil SIG intégrant des calculs électriques. Il décrit le réseau électrique et rattache les usagers (consommation et production), tronçon par tronçon.

Illustration de l'interface de l'outil SIG d'EDF-SEI



Les simulations électriques présentent les puissances de pointes appelées par les consommateurs décrits dans l'outil. Les calculs électrotechniques permettent d'estimer la chute de tension par tronçon. Si cette chute de tension est supérieure à la chute de tension admissible, alors l'utilisateur desservi par ce tronçon est mal alimenté.

Exemple de résultats des calculs électriques

1 tronçon par ligne

DIPOLE	CARACTERISTIQUES		NOMBRE DE CLIENTS				PUISSANCE SOUSCRITE(BVA)		P max transitée (kW)	P propre (kW)	DU/U (N)	DU/U (U)	MARGE UTILE (kW)	COEF UTIL. (%)	DU/U tr/ligne (%)		
			long (m) elec	dip	aval	rs	mono	dip								aval	
DEPART -----																	
1		T 70 AL	16	0	12	0	0	135	68,6	0,0	0,4	0,01	129,4	60,8	53,0	2,6	
2	1	T 70 AL	107	0	12	0	0	135	68,5	0,0	3,4	0,07	129,4	60,9	52,9	5,6	
3	*	T 70 AL	66	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,4	0,16	129,4			2,6	
4	2	T 4 70 AL	85	0	1	0	0	0	0	0,0	3,5	0,11	129,4	125,9	2,7	5,6	
5	2	T 70 AL	75	1	10	0	0	60	66,6	50,8	5,4	0,11	129,4	62,8	51,5	7,6	
6	*	T 70 AL	57	2	0	0	2	15	0	9,2	5,7	0,15	129,4	120,2	7,1	7,8	
7	*	T 70 AL	194	8	0	0	8	51	0	17,6	17,5	6,1	0,22	129,4	111,8	13,6	8,2
8	*	T 70 AL	108	1	0	0	1	9	0	3,5	3,5	0,35	129,4	125,9	2,7	5,6	
			CUMUL SUR LE DIPOLE														
			708	12		10	11	135		68,6	50,8						
			CUMUL SUR TOUS LES DIPOLES														
			708	12		10	11	135		68,6	50,8						

Commune	Date du calo:06/07/2011		
UE	Code GDO		
Poste	Transfo HTA		
Chute de tension max. admissible en %	14,13		
Chute de tension du transformateur en %	2,2		
Puissance installée en kVA	100	Puissance 2h en kW	55,1
Heure de pointe la plus probable	8	Jour de pointe le plus probable	Semaine
Perte de transfo en %	1,3	Perte réseau en %	2,5
Nb clients dont DU/U >5	11		Soit en % des clients
Nb clients en contrainte 230V	0		Soit en % des clients
Nb clients dont gradient>2%	0		Soit en % des clients
Lg faible section aérienne(<22 mm²) en m	0		Soit en % réseau
Type de Poste	HT - Posteau MEG		
Chute de tension HTA (au droit du poste HTA/B0)			
Code GDO Départ HTA			
Présence de producteurs HTA sur le départ :	No		
Code GDO du transfo HTB/HTA			
Consigne de réglage du transfo HTB/HTA	20,5		
Réglage de la prise à vide optimisée du transfo 0			

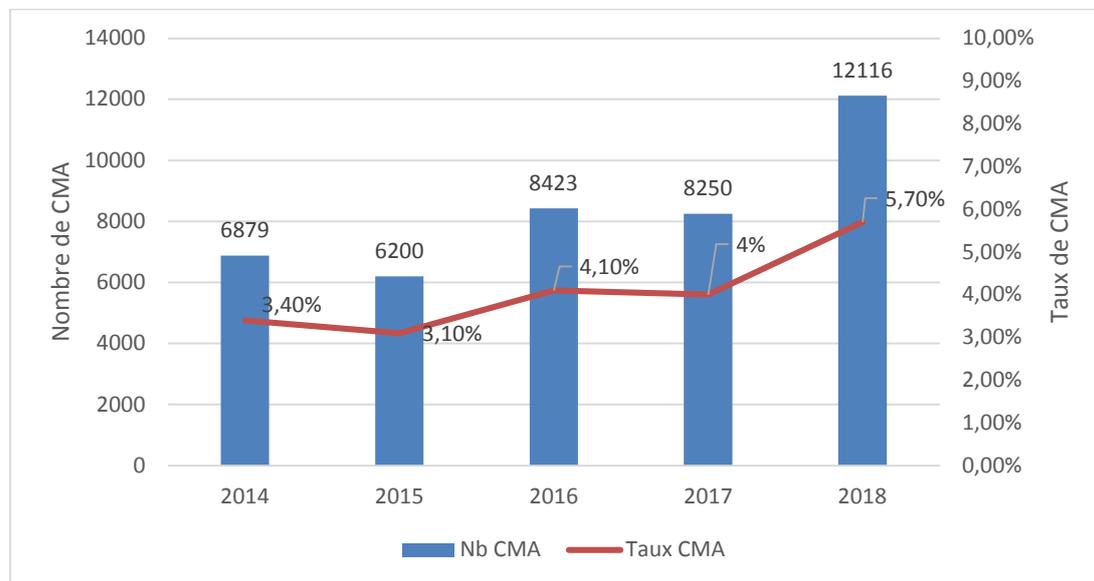
En outre, en plus de l’affinage du nombre de CMA, la nouvelle méthode de calcul appliquée depuis l’exercice 2010 tient compte :

- De l’évolution du plan de tension (qui sera présenté dans la suite du rapport). En effet, **un nouveau plan de tension** a été adopté en 2010 et s’adapte au rehaussement de la butée supérieure dans la nouvelle plage réglementaire (passage de [-10% ; +6%] à [-10% ; +10%]) et qui tiendrait dorénavant compte des entités de production décentralisées. Ce point intègre un ajustement du régleur en charge des transformateurs des postes sources ainsi que des prises à vides des transformateurs HTA/BT permettant de rehausser la tension en tête des départs BT.
- Une redéfinition des températures utilisées dans le modèle de calcul.

2.2 Evolution du nombre d'usagers BT mal alimentés sur la concession

Depuis 2014, le nombre de CMA suit une légère tendance à la hausse. En 2018, le taux de CMA est de 5,7% avec 12 116 Clients mal alimentés. Cette hausse s'explique par une amélioration du taux de rattachement¹ des usagers dans les bases du concessionnaire ce qui a pour effet d'augmenter les charges électriques et donc les chutes de tension associées aux départs BT.

Evolution des CMA de la concession en nombre et en taux



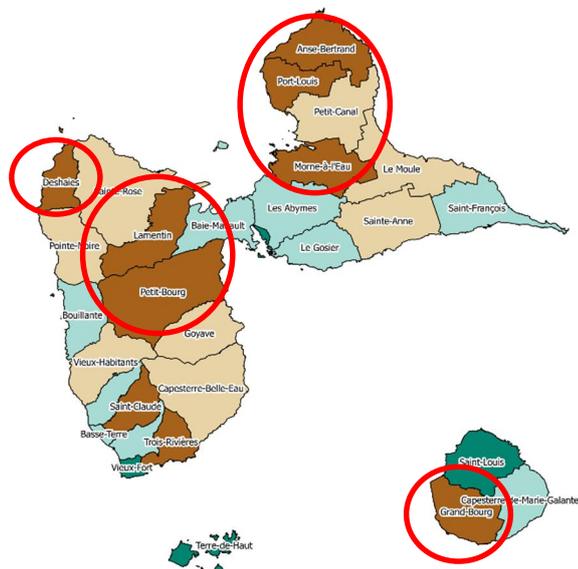
Le nombre de CMA du graphique ci-dessus a été estimé sur la base des données brutes communiquées par EDF (Crit BT). Comme évoqué plus haut, l'exactitude de cette information dépend fortement de la qualité du rattachement dans l'outil SIG. En 2018, le concessionnaire présente un taux de rattachement clients en amélioration et qui s'établit à 98,4%.

¹ Le taux de rattachement représente rapport entre le nombre d'utilisateur indiqué dans le SIG du concessionnaire et le nombre réel d'utilisateurs sur le terrain.

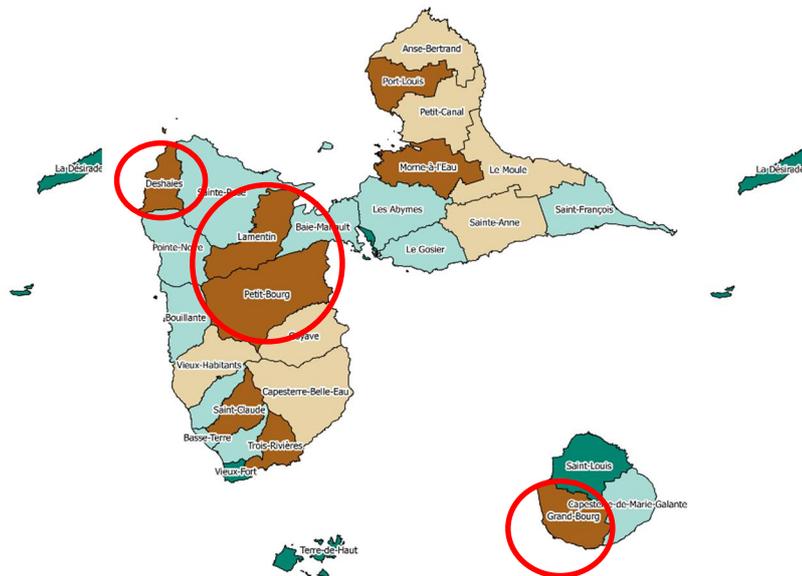
2.3 Localisation des usagers BT considérés comme mal alimentés

Les cartes suivantes présentent le taux d'usager considérés comme mal alimentés sur les quatre derniers exercices.

Taux de CMA par commune en 2014



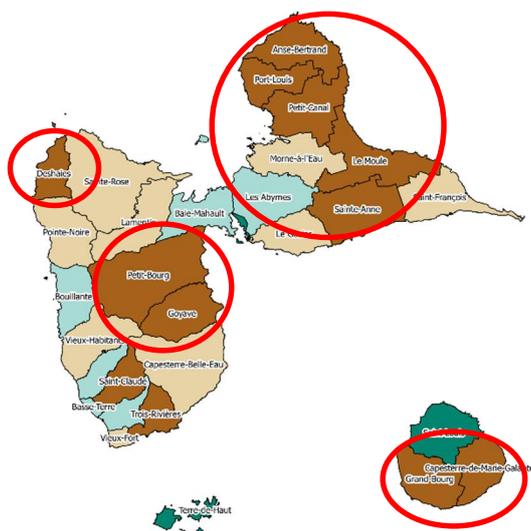
Taux de CMA par commune en 2015



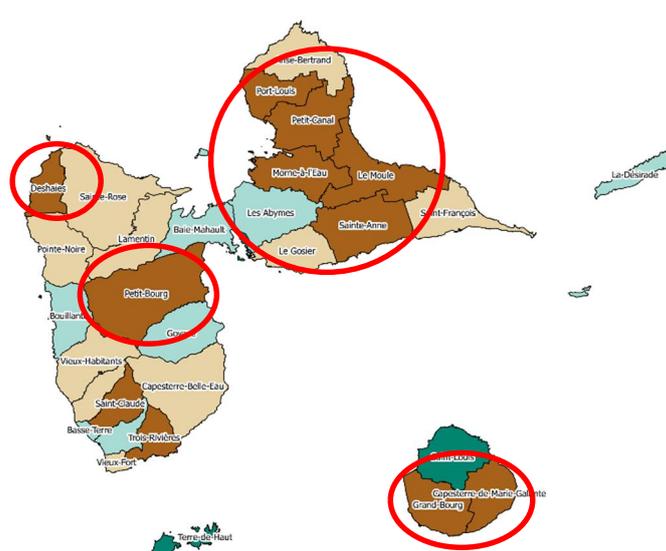
Légende

- Taux de CMA
- Aucun CMA
- Moins de 2,5%
- Entre 2,5% et 5%
- Plus de 5%

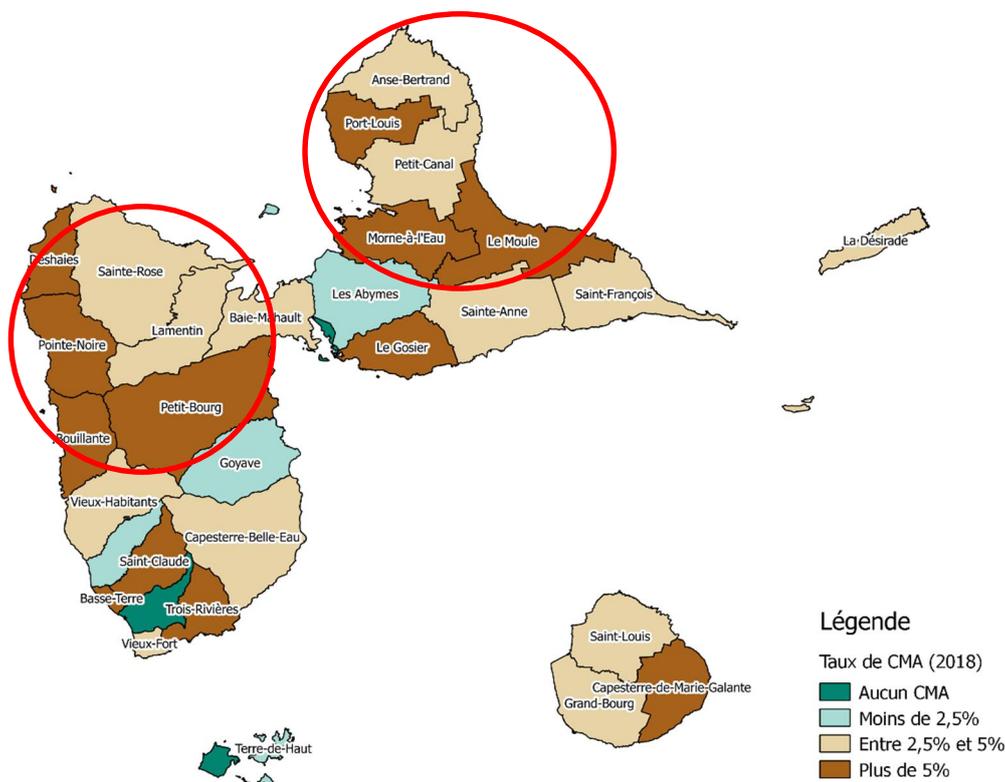
Taux de CMA par commune en 2016



Taux de CMA par commune en 2017

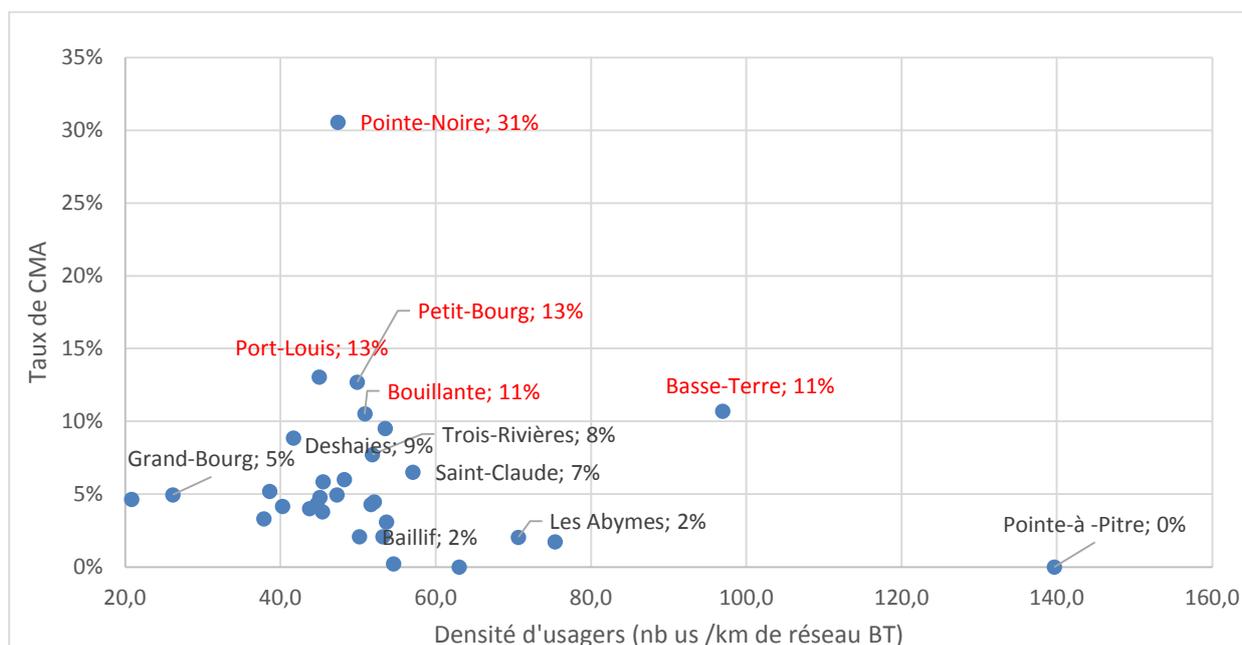


Taux de CMA par commune en 2018



L'analyse cartographique montre que les parties Nord-Est et Nord-Ouest de l'île ainsi que l'île de Marie Galante présentent des contraintes de tension selon l'outil du concessionnaire. La commune de Pointe Noire présente un taux de CMA supérieur à 30%, soit un taux très important par comparaison avec des communes de densité d'usager équivalente (voir graphe ci-dessous).

En analysant le taux de CMA selon la densité d'usager (voir le graphique ci-dessous), aucune tendance forte n'est constatée. Cela signifie que la problématique des CMA n'est pas concentrée sur des centres de consommations importants où le réseau serait sous-dimensionné, ni sur des zones très peu denses où les réseaux seraient trop longs, bien que cette seconde configuration est la plus contributrice des contraintes de tension constatées sur la concession.

Benchmark du taux de CMA par commune en 2018 selon la densité d'utilisateurs BT sur les réseaux

Les 15 postes HTA/BT suivants présentent à eux seuls plus de 22% des CMA constatés en 2018. Le Sy.MEG doit donc consulter le concessionnaire quant aux renforcements réalisés sur ses départs en zone urbaine (postes indiqués en bleu) et prioriser ses opérations de levée de contrainte en zone rurale en ce sens.

Poste HTA/BT concentrant le plus de CMA à fin 2018

Commune	Régime FACE	Départ HTA	Poste HTA BT	Chute de tension totale	Chute de tension admissible	Nb usager	Nb CMA
Le Gosier	R	SFELIX	DAMPIERRE A	16%	12%	8	234
Pointe-Noire	U	DESHAI	FRANCOEUR	24%	10%	104	214
Petit-Bourg	R	DOYON	MAIN COURANTE	7%	9%	15	205
Baillif	R	TIVOLI	BELLEVUE	9%	11%	20	197
Petit-Bourg	R	MONTI	ST JEAN DE BELLEVUE	43%	12%	189	189
Pointe-Noire	U	DESHAI	GOMMIER PSSB	21%	10%	70	188
Sainte-Rose	R	LEOTAR	MONT PLAISIR	9%	15%	86	188
Basse-Terre	U	PTPARI	DELLILE	13%	12%	48	170
Bouillante	R	P.NOIR	PIGEON	26%	14%	81	170
Baie-Mahault	R	LAMENT	DOLOR	16%	13%	163	163
Basse-Terre	U	LIBERT	MARIE CLAIRE	6%	12%	6	158
Grand-Bourg	R	GBOUR	MARECHAL	0%	14%	3	151
Saint-Claude	U	SOUFRE	MORIN	22%	14%	68	149
Capesterre-Belle-Eau	R	SOURCE	ROUTHIER	29%	12%	155	140
Port-Louis	R	PT-CAN	RAMBOUILLET	5%	10%	0	139

Le concessionnaire a précisé lors de l'audit sur site qu'il allait engager des travaux de renforcements BT sur les communes de PETIT BOURG, BAIE-MAHAULT, LES ABYMES et DESHAIES (voir tableau ci-dessous).

Extrait présentation EDF SEI

➤ CONTRAINTE DE CMA (CHUTE DE TENSION BT>10%)

Commune	CMA 2018	Seuil réglementaire BT	Inscription PGRTX	Finalités	Action	Échéance réalisation
PETIT-BOURG	1491	10%	Oui	SEIRFO02	Création poste source de PETIT BOURG	2021
POINTE-NOIRE	1034	10%	Non	SEIRFO02	Création poste source Pointe Noire ou condensateurs	2028-2029
BAIE-MAHAULT	775	10%	Oui	SEIRFO02	Programme travaux BT ER	2019-2020
LES ABYMES	606	10%	Oui	SEIRFO02	Programme travaux BT urbain	2020
DESHAIES	201	10%	Oui	SEIRFO02	Programme travaux BT ER	2019-2020

Le concessionnaire à transmis dans le fichier détaillant les chutes de tension (fichier du crit BT), les coefficients d'utilisation des transformateurs. Ce coefficient représente le rapport entre la puissance de soutirage à la pointe et la puissance réelle du transformateur indiquée sur la plaque signalétique. En analysant ces données nous constatons des valeurs très élevées.

Le tableau ci-dessous, présente les 15 transformateurs des postes HTA/BT suivants avec des coefficients d'utilisation très élevés. Au total sur la concession, il y a 73 transformateurs dont le coefficient est supérieur à 125%. La liste complète est communiquée en annexe 1.

- ⇒ Le SyMEG doit consulter le concessionnaire sur ce point et vérifier sur le terrain la cohérence des informations, la charge du transformateur, le nombre d'usager et les puissances de raccordement qui sont raccordées en aval du transformateur au regard des puissances des transformateurs. Un taux de charge supérieur à 120 % engendre des surchauffes et présente des risques électriques. Il convient donc de consulter le concessionnaire pour vérifier ces valeurs.

Les 15 Poste HTA/BT présentant des coefficients d'utilisation des transformateurs supérieurs à 120% à fin 2018

Poste HTA BT-Transformateur	Commune	Régime	Coefficient d'utilisation du transformateur	Puissance (kVA)
GEORGETTE	Basse-Terre	U	295%	250
DELLILE	Basse-Terre	U	294%	400
GRAND GOSIER	Le Gosier	R	291%	400
DOLOR	Baie-Mahault	R	288%	250
DAMPIERRE B	Le Gosier	R	278%	250
ZICAK	Baie-Mahault	R	270%	630
DAMPIERRE A	Le Gosier	R	259%	400
BELLE-PLAINE	Le Gosier	R	246%	250
THOMY	Pointe-Noire	U	237%	160
BELLEVUE	Baillif	R	230%	100
SAVANE	Baie-Mahault	R	228%	250
MIRE	Petit-Bourg	R	226%	160
LORET	Le Moule	R	226%	250
ST JEAN DE BELLEVUE	Petit-Bourg	R	224%	400
MARIE CLAIRE	Basse-Terre	U	220%	400

2.4 Qualité de tension sur les départs HTA

La détermination des usagers mal alimentés prend en compte l'ensemble des chutes de tension sur le réseau BT (ligne et transformateur HTA/BT) mais aussi les chutes de tension HTA ainsi que les différents éléments de réglage (au niveau du poste source et du transformateur HTA/BT) relevant la tension et pouvant compenser les chutes de tension en amont.

La chute de tension HTA s'ajoute à celle estimée en BT. Celle-ci est cependant écartée à 5% dans le modèle de calcul du concessionnaire qui ne tient que partiellement compte des chutes de tension HTA les plus importantes. En effet, la valeur de 5% correspond au seuil de dimensionnement du réseau HTA. Au-delà, le concessionnaire doit prévoir un plan visant à la résorption de la contrainte de tension.

Un départ HTA est alors considéré en contrainte de tension lorsque qu'au moins un de ces points de livraison (poste DP, abonné ou mixte) en aval est alimenté par une tension 5% inférieure à la tension en amont (jeu de barre du poste source).

En l'occurrence, 2 départs présentent une chute de tension importante (supérieure à 6%) en 2018 : le départ PT-CAN alimenté par le poste source BLANCHET, le départ DESHAI alimenté depuis le poste source de Sainte Rose. Au-delà de 7% du chute de tension HTA, le concessionnaire doit engager des travaux de restructuration, ou de création, de renforcement.

Départs HTA présentant les chutes de tension HTA les plus importantes en 2018

Poste source	Départ HTA	2014	2015	2017	2018
Blanchet	PT-CAN	7,3%	7,9%	7,2%	7,1%
Sainte Rose	DESHAI	5,6%	6,0%	6,5%	6,7%
Blanchet	BLANCH	7,9%	8,7%	9,2%	5,5%
Baie-Mahault	LAMENT	4,4%	5,3%	5,1%	5,2%
Baie-Mahault	VELODR	5,7%	7,1%	6,6%	4,5%

Le concessionnaire a été questionné concernant la chute de tension importante sur le départ PT-CAN. Selon EDF SEI, des travaux sont toujours en cours pour créer un nouveau départ (ANSE BERTRAND). La mise en exploitation de ce nouveau départ qui permettra de soulager le départ PT-CAN est prévue pour 2020. Les actions du concessionnaire sont synthétisées dans le tableau ci-dessous ;

Extrait présentation EDF SEI

➤ CONTRAINTE DE CHUTE DE TENSION HTA

Poste source	Départ	CT Max HTA	Seuil réglementaire SEI	Seuil réglementaire Enedis	Inscription PGRTX	Finalités	Action	Échéance réalisation
BLANCHET	PT-CAN	7,08%	7%	5%	Oui	SEIRFO02	Création nouveau départ ANSE BERTRAND	2019-2020
STE ROSE	DESHAI	6,68%	7%	5%	Non	SEIRFO02	Création poste source Pointe Noire ou condensateurs	2028-2029
BLANCHET	BLANCH	5,48%	7%	5%	Oui	SEIRFO02	Fin des Travaux de renforcement et restructuration	2019
BAIE MAHAULT	LAMENT	5,16%	7%	5%	Oui	SEIRFO02	Création nouveau départ BREFORT	2020-2021

La suite de l'analyse présente les paramètres pris en compte dans le modèle de calcul déterminant le nombre de clients mal alimentés de la concession et analyse leur fiabilité.

3. Principes de réglage de la tension sur le réseau de distribution d'électricité

Un usager raccordé sur le réseau BT est considéré comme mal alimenté lorsque sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, se situe une fois dans l'année en dehors de l'intervalle $[-10\% ; +10\%]$ de sa tension nominale. En ce sens, le concessionnaire a mis en place un outil de simulation estimant la tenue de tension en période de pointe au niveau de chaque point de livraison du réseau BT. Cette simulation tient compte des différentes contributions sur la tension, négatives ou positives, du poste source au branchement.

Dans un souci de simplification, et conformément au modèle appliqué par le concessionnaire, les variations (en %) correspondent à des variations relatives par rapport à la tension nominale. En outre, les variations successives seront considérées comme pouvant être sommées.

3.1 Les différents organes de gestion de la tension sur le réseau de distribution

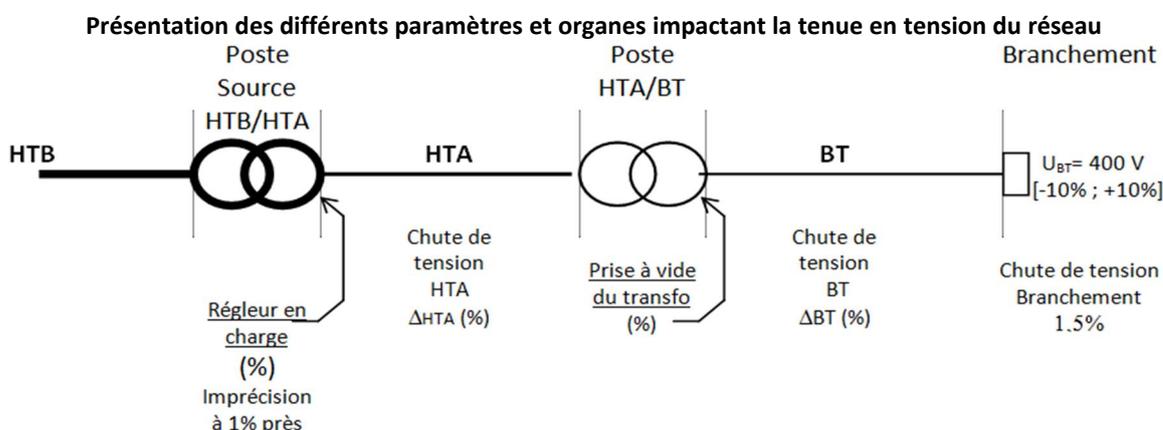
L'actuel plan de tension, mis en application en 2011 sur les résultats de l'exercice 2010, intègre le rehaussement de 4 points de la limite supérieure de la tension d'alimentation en basse tension (passage de la plage admissible de $[-10\% ; +6\%]$ à $[-10\% ; +10\%]$).

Dorénavant, le concessionnaire a donc une latitude de 20% (de -10% à $+10\%$) afin d'optimiser la tenue en tension du réseau BT. Le plan de tension a pour objectif :

- De n'avoir aucun usager BT présentant une tension au-dessus de $+10\%$ de la tension nominale ;
- D'avoir le moins possible d'usagers BT en dessous de -10% de la tension nominale.

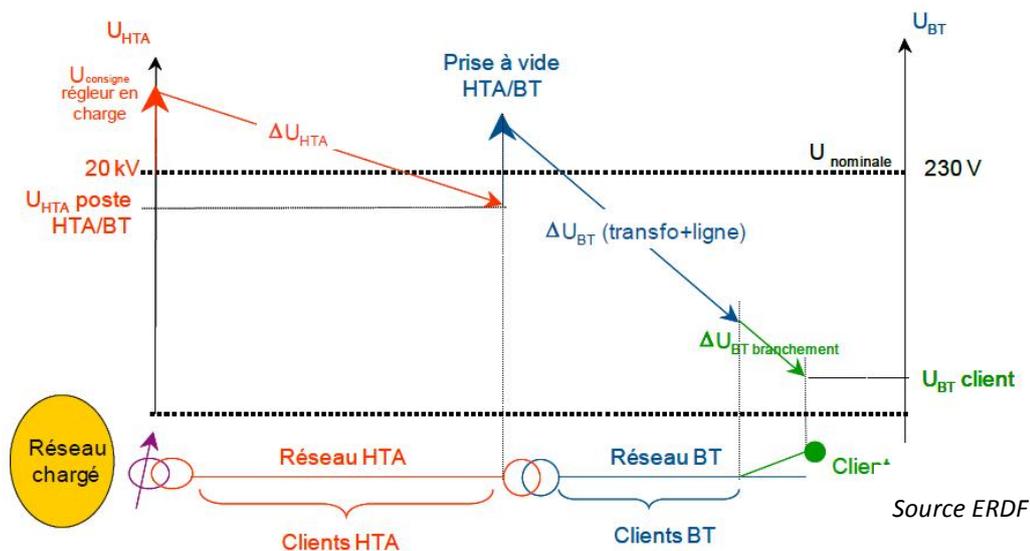
Afin d'exploiter au mieux cette latitude, le gestionnaire des réseaux doit tenir compte des chutes de tension qui interviennent tout au long de la chaîne de distribution, du poste source au branchement de l'usager, ainsi que des hausses de tension induites par les producteurs raccordés sur le réseau de distribution. Dans ce but, il agit en réglant les paramètres des organes suivants :

- **Le régleur en charge du transformateur du poste source** effaçant les chutes de tension du réseau de transport et fixant la tension de consigne en tête des départs HTA reliés à celui-ci ;
- **La prise à vide du transformateur HTA/BT** permettant de relever (ou d'abaisser) la valeur de la tension en tête du départ BT en modifiant le rapport de transformation de $-2,5\%$, 0% ou $+2,5\%$. Un transformateur de 400 V peut passer à 390 V avec une prise basse ($-2,5\%$) et à 410 V avec une prise haute ($+2,5\%$). Une nouvelle génération de transformateurs (fabriqué depuis 1987) présente une possibilité de réglage du rapport de transformation à 0% , $+2,5\%$ et $+5\%$ (tension pouvant passer respectivement à 400 V, 410 V ou 420 V).



La tension en tête d'un départ BT dépend donc des variations en amont. Elle est augmentée par le niveau du régulateur en charge au niveau du transformateur HTB/HTA, diminuée de la chute de tension sur le réseau HTA et relevée par la valeur de la prise à vide du transformateur HTA/BT.

Tenue de la tension du poste source au point de livraison²



Ainsi, la chute de tension admissible entre la tête du départ BT et l'utilisateur tient compte de la chute de tension HTA amont, du niveau du régulateur en charge et de la position de la prise à vide. Ces paramètres connus, il suffit de vérifier si la chute de tension sur le réseau BT (du transformateur HTA/BT au branchement de l'utilisateur) est inférieure à la chute de tension admissible. Dans le cas contraire, l'utilisateur est considéré comme mal alimenté.

Si la tension en tête du départ s'établit à sa valeur nominale (soit 400 V), la chute de tension admissible (ou marge admissible) s'élèverait alors à 10%. En prenant en compte les variations en amont, la chute de tension admissible s'exprimerait alors comme suit :

$$\Delta U_{BT \text{ adm}} = 10\% + RC^3 + PT^4 - \Delta U_{HTA}^5$$

Cependant, le concessionnaire considère une imprécision de 1% sur le régulateur en charge. Ainsi, dans les calculs déterminant les CMA, le modèle considère le cas de figure le plus pessimiste, c'est-à-dire une valeur de la tension de consigne HTA décrétementée de 1%, ce qui induit une diminution de 1% de la marge admissible.

Aussi, il est important de noter que le concessionnaire ne tient que partiellement compte des chutes de tension HTA les plus importantes. En effet, la chute de tension HTA amont **est écartée à 5%** dans le modèle de calcul déterminant le nombre d'utilisateurs mal alimentés (cf. *supra*).

Enfin, les branchements n'étant pas décrits physiquement dans l'outil SIG, la chute de tension sur ce linéaire est fixée à 1,5%.

En tenant compte de ces différents éléments, la chute de tension admissible BT (du transformateur au point de raccordement du branchement de l'utilisateur) du modèle suit la relation suivante :

$$\begin{aligned} \Delta U_{BT \text{ adm}} &= 10\% + (RC-1\%) + PT - \text{minimum}(\Delta U_{HTA}; 5\%) - 1,5\% \\ &= 7,5\% + RC + PT - \text{minimum}(\Delta U_{HTA}; 5\%) \end{aligned}$$

² Page 22 : http://www.erdfdistribution.fr/medias/DTR_Racc_Conso/ERDF-PRO-RES_43E.pdf

³ Valeur du régulateur en charge

⁴ Valeur de la prise à vide

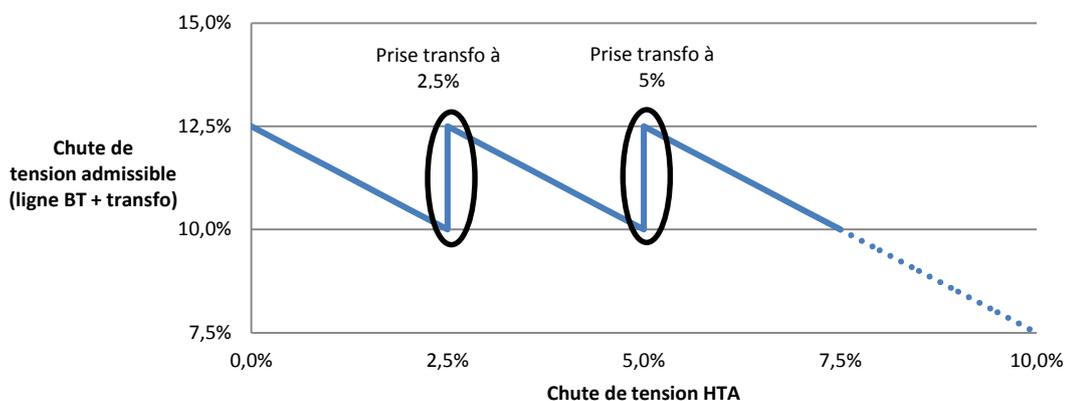
⁵ Chute de tension sur le réseau HTA en amont du poste

3.2 Impact sur la marge admissible de l'application du nouveau plan de tension

Dans l'ancien plan de tension, le régleur en charge était de 5% en période de forte charge, le système de « compoundage » permettant de faire évoluer la tension de consigne en sortie de poste source en fonction de la charge en aval. Ce système n'était pas cependant mis en place sur le Finistère.

Quant à la prise à vide des transformateurs HTA/BT, elle est initialement fixée à 0%. Cette valeur est rehaussée à 2,5% aux conditions que la chute de tension HTA amont dépasse les 2,5% et qu'une prise à vide à 0% entraînerait une contrainte de tension sur le réseau BT. Ce rehaussement permet alors de compenser la perte due à la chute de tension sur le réseau HTA. De même, si le transformateur le permet, la prise à vide est portée à 5% lorsque la chute de tension HTA excède 5%.

Chute de tension admissible sur le réseau BT dans l'ancien plan de tension



Dans le nouveau plan de tension, le régleur en charge est ramené à une valeur comprise entre **2 et 4%** (contre 5% précédemment en période de pointe).

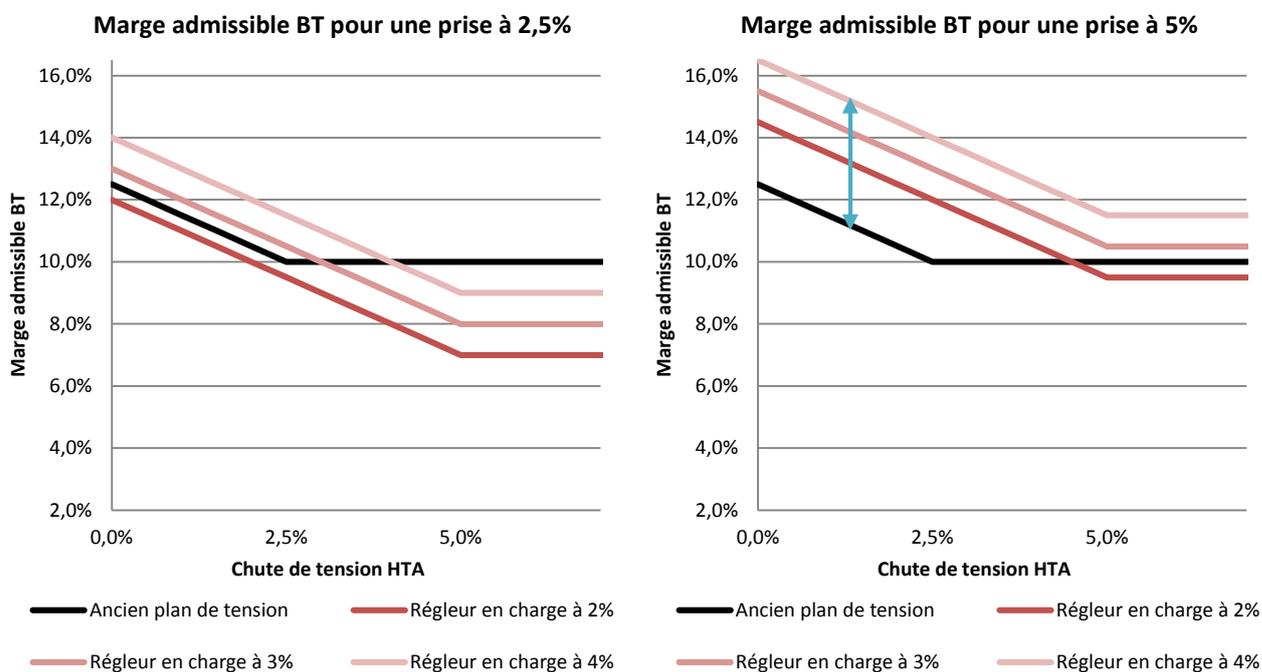
En absence de producteurs significatifs, le régleur en charge s'établit donc à 4%, ce qui permet d'avoir suffisamment de marge pour qu'une prise à vide en aval puisse s'établir à 5% sans que la tension dépasse la limite de +10% de la tension nominale.

Lors du raccordement de sites d'injection significatifs, la tension de consigne en sortie du poste peut alors être abaissée jusqu'à 2% afin de se prémunir des hausses de tensions des producteurs. A noter que le « compoundage » ne s'applique plus dans le nouveau plan de tension, ce principe de régulation ne sachant pas tenir compte des potentielles injections en aval.

De plus, la prise à vide est fixée à une valeur optimisée (jusqu'à 5% sur les transformateurs de nouvelle génération et 2,5% sur les plus anciens), exceptée en cas de présence de producteurs où la prise à 2,5% est préconisée par les modalités du plan de tension.

L'optimisation des prises fait l'objet d'une étude spécifique par la suite.

Les graphiques suivants présentent une comparaison, entre les deux plans de tension, de la marge admissible sur la chute de tension BT **telle qu'elle est prise en compte dans le calcul** déterminant le nombre de CMA (et donc avec un écrêtage de la chute de tension HTA à 2,5% dans l'ancien plan de tension et à 5% dans le nouveau plan de tension).



Il apparaît alors que la marge sur le réseau BT est supérieure dans le nouveau plan de tension dans la majorité des cas, ce qui explique que son application entraîne la diminution du nombre d'utilisateurs considérés comme mal alimentés.

En particulier, le gain maximum sur la marge admissible entre les deux plans de tension est de 4 points (flèche bleue sur le graphique précédent), dans le cas où :

- Le régulateur en charge est de 4% ;
- La prise à vide s'établit à 5% ;
- La chute de tension HTA est inférieure à 2,5%.

Ce gain de 4 points correspond à la latitude supplémentaire sur la tenue en tension permise par le passage de +6% à +10% de la limite supérieure de la plage réglementaire.

4. Application du plan de tension sur la concession du Sy.MEG

Il convient de noter ici que les éléments suivants, demandés dans le cadre du contrôle de concession, n'ont pas été transmis par le concessionnaire :

- La programmation de l'adaptation des régleurs en charge des transformateurs ainsi que les valeurs des tensions de consigne pour chacun des transformateurs des postes sources ;
- Les valeurs des prises à vides optimisée indiquées dans le SIG pour chacun des transformateurs HTA/BT alimentant la concession.
- La liste des transformateurs HTA/BT où des réglages physiques des prises à vide ont eu lieu depuis la mise en œuvre du nouveau plan de tension.

Il convient de souligner que ces données ne sont pas transmises en métropoles.

A défaut d'avoir pu recevoir ces éléments, les valeurs des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTA ont été recalculées à partir des éléments relatifs aux chutes de tension BT, fournis par EDF-SEI. Les valeurs communiquées dans ce rapport correspondent à celles prises en compte pour le calcul déterminant le nombre de CMA de la concession. Elles sont donc théoriques. Par ailleurs, la méthode de calcul d'AEC est fiable car elle a déjà été confrontée aux informations du concessionnaire obtenues par ailleurs.

4.1 La valeur des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTA

Les transformateurs HTB/HTA situés dans les postes-sources sont équipés d'un régleur en charge qui offre la possibilité de modifier le rapport de transformation en temps réel et sans interruption de l'alimentation. Ces ajustements permettent :

- D'effacer automatiquement les chutes de tension des lignes HTB et du transformateur HTB/HTA ;
- De compenser une partie des variations de tension sur le réseau de distribution en fixant une tension de consigne supérieure **de 2 à 4%** à la tension nominale.

Chaque transformateur HTB/HTA présente une valeur de régleur en charge qui lui est propre. Ces valeurs ne sont généralement modifiées qu'à la suite de restructuration des départs HTA en sortie du poste source (au niveau du jeu de barre) ou à la suite du raccordement d'entités de productions significatives.

A partir des éléments communiqués par le concessionnaire, AEC a reconstitué la valeur des régleurs en charge sur les postes sources alimentant la concession, sans distinguer les différents transformateurs HTB/HTA d'un même poste source.

Valeurs des régleurs en charge par poste source

Poste source	Valeur de RC
Baie-Mahault	2%
Besson	2%
Blanchet	2,5%
Bouillante	2,0%
Capesterre	2%
Gardel	2,5%
Jarry	2,5%
M GALLANTE GRAND BOURG	2,5%
Petit Pérou	2%
Raizet	2,5%
Rivière Sens	2,5%
Saint Anne	2,5%
Saint François	2,5%
Sainte Rose	2,5%

Il apparait que les valeurs des régleurs en charges des postes sources s'établissent pour la plus grande partie à 2,5%.

Les valeurs à 2,5% correspondent à des zones desservies par des départs HTA mixte (alimentant à la fois des consommateurs et des producteurs). Ainsi la valeur du régleur en charge est abaissée du fait de l'injection de la production décentralisée sur au moins un départ HTA alimenté par le poste source. Ce point sera vérifié par la suite.

4.2 Modalité du plan de tension HTA relatives aux producteurs

Le régleur en charge permet de varier la tension de consigne dans les limites de la plage [Un + 2% ; Un + 4%]. En absence de producteurs significatifs, la valeur du régleur en charge s'établit à 4%, soit à sa valeur maximale.

En présence de producteurs dont les puissances injectées sont suffisamment importantes pour engendrer une élévation de tension, le niveau du régleur en charge, initialement à 4%, est diminué par l'estimation de l'élévation de tension due aux producteurs sur le départ.

A titre d'exemple, si les producteurs d'un départ HTA engendrent une élévation de tension estimée à 1,5%, le niveau du régleur en charge du transformateur HTB/HTA passe de 4% à 2,5% impactant l'ensemble des départs reliés à celui-ci.

Ainsi, sur un départ mixte, c'est-à-dire acheminant en soutirage et en injection, l'effet cumulée des producteurs HTA et BT ne doit pas générer une élévation de tension supérieure à 2%. En effet, avec 2% d'élévation de tension, le régleur en charge s'établirait à sa valeur minimale, en passant de 4% à 2%.

Si le raccordement d'un producteur HTA sur un départ HTA mixte engendre des élévations de tension qui devraient être compensées par une tension de consigne HTA inférieur à +2%, alors ce dernier est raccordé *via* un départ HTA dédié jusqu'au poste source⁶.

4.2.1 Production sur la concession du Sy.MEG

La concession compte 1 072 producteurs BT, et 52 raccordés sur le réseau HTA. Les puissances d'injection par type de production et par postes HTA/BT ne sont plus transmises alors que ces données étaient transmises sur l'exercice précédent.

Ce manque constitue une dégradation des données transmises.

La répartition du nombre de point d'injection est présentée dans le tableau suivant :

Répartition du nombre de producteur par type de production

Type de production	Nb de site	Puissance
Biogaz	1	ND
Biomasse	1	ND
Eolien	10	ND
Hydraulique	4	ND
Photovoltaïque	1104	ND
Total	1120	-

4.2.2 Application des modalités du plan de tension HTA relatives aux producteurs sur la concession

Le tableau suivant présente le niveau de la valeur de consigne des postes sources (reconstitué par AEC) au regard des puissance injectées en aval de ces derniers. Les postes sources indiqués en gras dans le tableau ci-dessous ont fait l'objet de questionnement en séance. (en l'absence des données de puissance en 2018, il a été considéré les valeurs de 2017).

En effet leurs valeurs de réglage semblent faibles au regard de la faible puissance injectée en aval. Une augmentation de la valeur de consigne de 2% à 3,5% ou 4% pourrait en effet augmenter la marge admissible et donc potentiellement diminuer le nombre de CMA en tension basse.

⁶ A titre informatif, sur un départ direct producteur (ou départ dédié), les producteurs peuvent engendrer une élévation de tension allant jusqu'à 7%, ce qui est une marge importante.

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

971-200010759-20220520-DEL-2022-CON-31-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 02/06/2022

Affichage : 02/06/2022

Niveau du régleur en charge des postes sources au regard de la puissance des producteurs en aval

Poste source	Valeur de Régleur en charge	Puissance totale (kVA)	Commentaires – questions posées en séance
Baie-Mahault	2%	31 952	
Besson	2%	2 507	La valeur du RC semble faible au regard de la faible puissance
Blanchet	2,5%	51 449	
Bouillante	2%	2 507	La valeur du RC semble faible au regard de la faible puissance
Capesterre	2%	7 772	
Gardel	2,5%	3 707	
Jarry	2,5%	6 883	
M GALLANTE GRAND BOURG	2,5%	3 647	
Petit Pérou	2%	2 507	La valeur du RC semble faible au regard de la faible puissance
Raizet	2,5%	2 827	La valeur du RC semble faible au regard de la faible puissance
Rivière Sens	2,5%	66 072	
Saint Anne	2,5%	2 507	La valeur du RC semble faible au regard de la faible puissance
Saint François	2,5%	46 947	
Sainte Rose	2,5%	2 958	La valeur du RC semble faible au regard de la faible puissance

EDF nous a expliqué en séance que certains postes sources avaient fait l'objet d'une réactualisation sur le terrain de la valeur de consigne. Le tableau suivant montre les postes sources qui ont fait l'objet d'une réactualisation sur le terrain de la valeur de consigne.

Extrait des valeurs de consigne des postes sources (EDF – SEI)

Transfo HTB/HTA	U ₀ initiale (%)	U ₀ optimale (%)	U ₀ optimale (kV)	U ₀ réalisée terrain (kV) 06/02/2019	dU/U(%) HTA conso max	dU/U(%) HTA prod max conso min	Départ direct prod raccordé au transfo
B.MAHY0311	2,50	3,50	20,70	20,80	-5,49	0,00	non
B.MAHY0313	4,00	3,50	20,70	20,80	-3,64	0,00	non
BOUILY0311	2,50	3,50	20,70	20,70	-2,42	0,00	non
BOUILY0312	2,50	3,50	20,70	20,70	-2,09	0,60	non
GARDEY0311	2,50	4,00	20,80	20,80	-1,76	0,00	oui
GARDEY0312	2,50	4,00	20,80	20,80	-0,93	0,02	non
PTPERY0311	2,50	4,00	20,80	20,80	-3,42	0,00	oui
PTPERY0312	2,50	4,00	20,80	20,80	-2,27	0,00	non
STANNY0311	2,50	4,00	20,80	20,80	-2,51	0,00	non
STANNY0312	2,50	4,00	20,80	20,80	-2,60	0,00	non
BESSOY0311	2,50	4,00	20,80	20,80	-2,14	0,00	non
BESSOY0312	2,50	4,00	20,80	20,80	-1,18	0,00	oui
CAPESY0311	2,50	2,00	20,40	20,50	-2,46	2,34	non
CAPESY0312	2,50	4,00	20,80	20,80	-3,89	0,00	non
JARRY0311	2,50	4,00	20,80	21,00	-1,57	0,08	non
JARRY0312	3,60	3,94	20,80	20,72	-1,61	0,06	non
RAIZEY0311	2,50	4,00	20,80	20,80	-0,38	0,00	non
RAIZEY0312	4,00	3,98	20,80	20,80	-0,89	0,02	non
RSSENSY0311	2,50	3,00	20,60	20,80	-2,68	0,76	non
RSSENSY0312	2,00	2,00	20,40	20,40	-3,54	2,45	non
BLANCY0311	2,00	2,00	20,40	20,40	-8,02	4,93	oui
BLANCY0312	2,00	3,00	20,60	20,40	-3,31	4,10	oui
S.ROSY0311	3,10	3,68	20,70	20,62	-5,47	0,32	oui
S.ROSY0312	2,50	4,00	20,80	20,50	-2,70	0,00	oui
SFRANY0311	2,00	2,00	20,40	20,40	-0,70	0,96	oui
SFRANY0312	2,50	4,00	20,80	20,50	-1,78	5,57	oui

En effet, les postes sources ciblés par AEC (Besson, Bouillante, Petit Pérou et Raizet) ont effectivement fait l'objet d'une augmentation de la valeur de consigne sur le terrain (le 06/02/2019). Cependant, il est regrettable que ces valeurs ne soient pas actualisées dans le modèle. Ce point devra être contrôlé pour le prochain contrôle.

4.1 La valeur des prises à vide sur les transformateurs HTA/BT

D'après l'annexe 1 du décret qualité du 24 décembre 2007 :

« Les dispositifs de réglage sont calés de façon que la tension en tête des départs BT se rapproche le plus possible, mais sans jamais risquer de la dépasser, de la butée haute de la plage contractuelle. On maximise ainsi la marge de chute de tension admissible sur le réseau BT, c'est-à-dire celle qui permet de respecter la butée basse de la plage contractuelle de tension. »

En ce sens, le calcul déterminant le nombre de CMA intègre des valeurs **maximisées** des prises à vide des transformateurs HTA/BT. Ce dispositif permet de rehausser la tension en tête du départ BT de 2,5% ou de 5%. Cependant, cette prise est manœuvrable exclusivement suite à une manœuvre sur le terrain et hors tension. **Ainsi, en dehors des cas de réclamations et de travaux programmés, aucune campagne de déploiement n'est prévue afin de rendre conformes les valeurs optimisées avec les valeurs effectives sur le terrain.**

Ainsi il est proposé de distinguer dans la suite du rapport trois valeurs de prise à vide :

- Celles intégrées dans le calcul des CMA ;
- Les valeurs optimisées ;
- Les réglages effectifs sur le terrain.

4.1.1 Valeurs des prises à vide intégrées au calcul des CMA

A partir des éléments communiqués par le concessionnaire, AEC a reconstitué la valeur des prises à vide telle que prise en compte dans le calcul des CMA. La répartition des transformateurs HTA/BT en fonction de la valeur de la prise à vide est illustrée dans le tableau suivant pour l'exercice 2018.

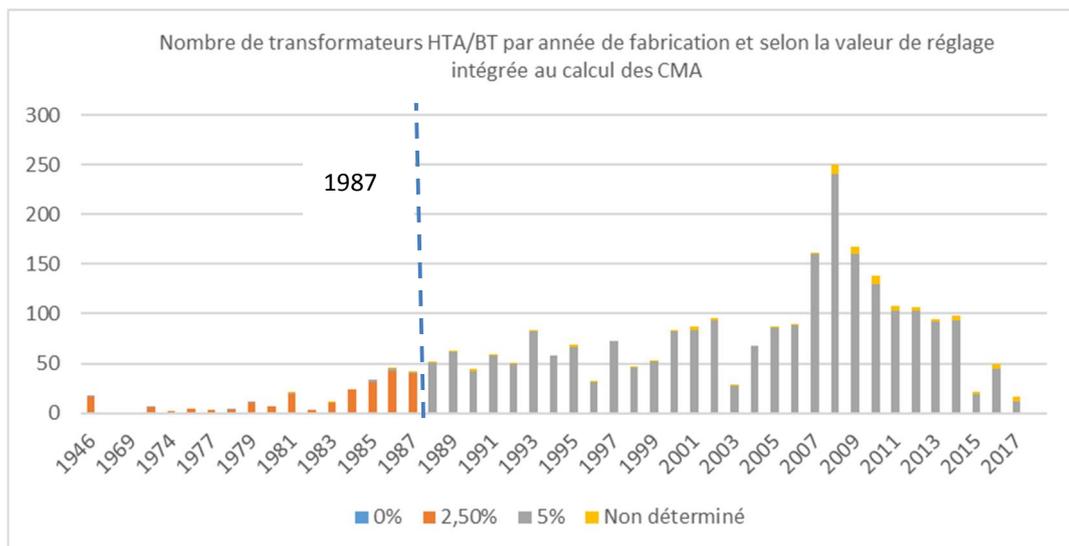
Répartition des transformateurs en fonction de la valeur de la prise à vide

Valeur de la prise à vide dans le calcul	Nombre de transformateurs HTA/BT	% des transformateurs HTA/BT
-2,50%	0	0,0%
0%	0	0,0%
2,50%	221	8,3%
5%	2171	81,2%
Non déterminé	281	11%

L'analyse rapporte qu'une proportion de 81% des transformateurs auraient leur prise à vide à 5% dans le calcul en 2018. Ce taux suppose donc que 81% (soit 2 171) des transformateurs HTA/BT de la concession sont de nouvelle génération (possibilité de réglage à 5%) et ont été fabriqués après 1987. Ce point est vérifié par la suite.

4.1.1 Croisement entre les valeurs du calcul et l'inventaire technique des transformateurs

Le graphique suivant présente le croisement entre la date de fabrication des transformateurs et la valeur de prise à vide prise en compte.



Il apparaît que les transformateurs de nouvelle génération (fabriqués depuis 1987) présentent une valeur de réglage à 5% dans le modèle, contre 2,5% pour les transformateurs plus anciens. **Le modèle de calcul ne tient donc pas compte de valeurs optimisées des prises à vide mais de ces valeurs maximales.**

De ce fait, les usagers BT qui seraient mal alimentés en raison d'une prise à vide réelle inférieure à sa valeur maximisée ne sont pas détectés par le modèle. Le chiffre communiqué par le concessionnaire sur le nombre de CMA est donc sous-estimé par ce point si l'on se place du point de vue de l'utilisateur, ce qui est le sens du décret qualité.

4.2 Intégration des producteurs BT

Il convient de prendre en compte l'impact des injections BT sur les limitations de réglages BT, qui peuvent induire de nouveaux CMA.

En effet, en cas de présence d'un site d'injection en aval du transformateur HTA/BT, la prise à vide ne peut s'établir à 5%. Cette contrainte permet de se prémunir des hausses de tension qu'engendrerait le producteur et ainsi éviter des surtensions. (Mais à contrario générer des baisses de tensions pendant une forte conso et une injection minimale)

Précisons également qu'en amont du raccordement d'un producteur BT significatif, une étude visant à vérifier que la tension ne dépasse pas +10% de la tension nominale est réalisée. Cette étude prend en compte une prise à vide à 2,5% (voire à 0% pour certaines études réalisées avant 2011) afin d'avoir suffisamment de marge sur les hausses de tensions induites par le producteur.

De ce fait, les transformateurs HTA/BT de nouvelle génération et reliant des producteurs BT ne doivent pas présenter une valeur de la prise à vide à 5% dans le calcul, mais un maximum 2,5% si l'on se conforme aux modalités du plan de tension. Ainsi, la mise en conformité des valeurs théoriques des prises à vide amènerait une augmentation du nombre de CMA⁷ éligibles au FACE sur la concession.

⁷ CMA : Client mal alimenté dont la tension d'alimentation se trouve en dehors de l'intervalle [207V ; 253 V]

En corrigeant les valeurs des prises à vide intégrées au calcul des CMA (en rabaisant les prises à 2,5% lorsqu'il y a un producteur en aval), le nombre de DMA a été estimé en tenant compte des modalités du plan de tension et a abouti à 82 DMA⁸ supplémentaires

Impact d'une juste prise en compte dans la GDO des limitations de réglages de tension BT imposées par les producteurs en aval

	Modèle EDF (ne tenant pas compte des injections)	Avec prise en compte des modalités du plan de tension dès qu'il y a un producteur en aval	TOTAL avec prise en compte des producteurs en aval des départs BT
Nombre de DMA	278	82	360
Nombre de CMA	12 116	2740	14 856

Les 100 départs BT correspondant sont présentés en annexe. Ces départs BT devenus mal alimentés présentent alors une contrainte de tension se résorbant uniquement par le biais d'opérations de renforcement sur le réseau BT, et sont donc éligibles au FACE pour ceux situés en zone rurale.

⁸ DMA : départ mal alimenté et présentant au moins un client mal alimenté (CMA)

5. Conclusion

Sur la période 2014 à 2018, le nombre d'usagers mal alimentés est en hausse notamment en 2018. EDF SEI explique cette hausse avec l'amélioration du taux de rattachement des usagers dans les bases techniques. 15 postes HTA/BT concentrent à eux seuls près de 22% des CMA du Sy.MEG. Les départs BT en aval de ces postes doivent être prioritaires pour les opérations de renforcement visant la réduction des contraintes électriques et l'amélioration de la qualité de tension.

L'analyse cartographique montre que les parties Nord-Est et Nord-Ouest de l'île ainsi que l'île de Marie Galante présentent des contraintes de tension selon l'outil du concessionnaire. La commune de Pointe Noire présente un taux de CMA supérieur à 30%, soit un taux très important par comparaison avec des communes de densité d'utilisateur équivalente.

Les communes présentant les taux de CMA les plus importants sont les communes de Pointe Noire, Port Louis et Petit Bourg.

La qualité de tension sur le réseau HTA s'améliore légèrement en 2018 par rapport aux exercices précédents. En effet 4 départs sont en contraintes de tension dont 1 supérieur à 7%. Le concessionnaire a expliqué que des travaux de renforcements sont prévus à horizon 2020 pour lever la contrainte du départ PT-CAN. Ce point sera à contrôler lors des prochains audits.

Le concessionnaire n'a pas transmis la valeur des tensions de consigne HTA (niveau de régulateur en charge). De plus, les données détaillées de puissance des producteurs n'ont pas été transmises alors que ces données étaient transmises sur les exercices précédents, **ce manque constitue une dégradation des données de contrôles**. La fiabilisation de ces données est à suivre par le Sy.MEG.

La méthode AEC de reconstitution des valeurs de réglage de consigne a été appliquée sur la concession et fait apparaître que les valeurs des régulateurs en charge des transformateurs HTB/HTA s'établissent à 2,5%. Ces valeurs correspondent à des zones desservies par des départs dont la valeur du régulateur en charge est abaissée du fait de l'injection de production décentralisée. Certains questionnements ont été soulevés en séance, et des corrections sur le terrain ont été faites par EDF SEI.

La méthode de reconstitution des valeurs des prises à vide fait apparaître que les transformateurs de dernière génération (fabriqués depuis 1987) présentent une valeur de réglage de 5% dans le modèle, contre 2,5% pour les transformateurs plus anciens. Le modèle de calcul ne tient donc toujours pas compte de valeurs optimisées des prises à vide mais de ses valeurs maximales. Ce point n'a pas changé depuis les contrôles précédents.

Au titre du FACE, les valeurs prises en compte dans le calcul semblent ne pas tenir compte de l'intégration des producteurs BT **ce qui n'est pas conforme au plan de tension. Ce dernier précise qu'en cas de producteur, la prise à vide doit s'établir à 2,5% au maximum. Or le modèle de calcul intègre des valeurs maximisées des prises, soit 5% sur les transformateurs fabriqués depuis 1987. L'impact de ce biais a engendré 82 DMA supplémentaires soit 2 740 nouveaux CMA ce qui amènerait donc un nombre de CMA au total de 15 856 CMA en 2018.**

Enfin, la fiabilisation complète du rattachement des usagers dans l'outil SIG pourrait amener à une augmentation supplémentaire du nombre de contraintes estimées. Le Sy.MEG doit suivre la réalisation de cette mise en cohérence de l'outil avec la réalité.

6. Annexe 1 : surcharge des transformateurs HTA/BT

Poste HTA BT	Commune	Régime	coef d'utilisation du transformateur	Puissance (kVA)
GEORGETTE	Basse-Terre	U	295%	250
DELLILE	Basse-Terre	U	294%	400
GRAND GOSIER	Le Gosier	R	291%	400
DOLOR	Baie-Mahault	R	288%	250
DAMPIERRE B	Le Gosier	R	278%	250
ZICAK	Baie-Mahault	R	270%	630
DAMPIERRE A	Le Gosier	R	259%	400
BELLE-PLAINE	Le Gosier	R	246%	250
THOMY	Pointe-Noire	U	237%	160
BELLEVUE	Baillif	R	230%	100
SAVANE	Baie-Mahault	R	228%	250
MIRE	Petit-Bourg	R	226%	160
LORET	Le Moule	R	226%	250
ST JEAN DE BELLEVUE	Petit-Bourg	R	224%	400
MARIE CLAIRE	Basse-Terre	U	220%	400
PETIT PARIS	Basse-Terre	U	218%	250
LAMPECINA	Petit-Bourg	R	210%	250
OREE DU PARC	Petit-Bourg	R	209%	250
MAIN COURANTE	Petit-Bourg	R	208%	400
BALLET	Capesterre-de-Marie-Galante	R	206%	50
BIRLOTON	Bouillante	R	205%	250
DONZERE	Petit-Bourg	R	200%	250
BOCAIN	Baie-Mahault	R	200%	160
VALUET	Deshaies	R	197%	100
ANDRE	Le Gosier	R	193%	400
EPITER	Baie-Mahault	R	189%	400
GOMMIER PSSB	Pointe-Noire	U	181%	250
MORPHY	Pointe-Noire	U	179%	160
RAMBOUILLET	Port-Louis	R	175%	400
KERMADEC	Petit-Canal	R	175%	50
ILET	Le Moule	R	174%	100
HABITATION BAZIN DRR	Basse-Terre	U	173%	160
LA SALINE	Saint-François	R	172%	160
PIGEON	Bouillante	R	170%	400
GRAIN D'OR	Basse-Terre	U	167%	250
VEREPLA	Petit-Canal	R	165%	160
FANON	Basse-Terre	U	165%	400
AROMAND	Baie-Mahault	R	163%	250
DUBOS	Petit-Bourg	R	163%	630
FOND THEZAN	Sainte-Anne	R	162%	160
RIVIERA 2	Le Gosier	R	162%	100
PELLETAN	Port-Louis	R	161%	160

AGFRMO	Le Gosier	R	157%	250
PERINETTE	Le Gosier	R	156%	630
MOUCHE	Sainte-Rose	R	154%	160
HAUT CABOUA	Bouillante	R	154%	160
FRANCOEUR	Pointe-Noire	U	151%	400
MONTAUBAN	Le Gosier	R	149%	400
ADONIDE	Baie-Mahault	R	148%	160
BALIN	Petit-Canal	R	147%	250
JARDIN D'ARNOUVILLE	Petit-Bourg	R	147%	400
POUCET	Le Gosier	R	147%	250
CHADEK	Le Gosier	R	146%	630
FOND BUDAN	Baie-Mahault	R	146%	250
FOUGASSE	Basse-Terre	U	144%	250
FLAMBOYANT	Baie-Mahault	R	143%	630
LA BAIE	Le Moule	R	143%	160
ST NICOLAS	Petit-Canal	R	142%	160
ST FELIX	Le Gosier	R	141%	250
MARIETTE	Pointe-Noire	U	136%	250
HERMITAGE	Les Abymes	U	134%	250
CABOUA	Bouillante	R	132%	400
FOURMILIERE	Basse-Terre	U	131%	250
DAVID	Les Abymes	U	131%	160
ETANG NOIR	Capesterre-de-Marie-Galante	R	131%	160
YUCA	Le Gosier	R	130%	250
LOT.PIC	Petit-Bourg	R	130%	100
CALPELLE	Baie-Mahault	R	128%	100
SOULA	Le Moule	R	127%	100
SEO	Sainte-Anne	R	126%	100
FOND CACAO	Capesterre-Belle-Eau	R	126%	250
BARBOTEAU	Port-Louis	R	126%	250
FISSIER	Basse-Terre	U	126%	400

7. Annexe 2 : 82 départs BT devenant mal alimentés avec l'application du plan de tension (départs éligibles au FACE)

Nom Commune	Régime FACE	Nom du Poste Source	Nom de Départ HTA	Nom du Poste HTA/BT	Nb Clients du Départ	Nb Clients bien alimentés (CBA)	Chute de tension max Admissible (%)	Chute de tension totale (%)	PT	RC	DMA initial	Présence de Prod BT	du admissible recalculée en présence de prod BT	Nouveau DMA
Les Abymes	U	Besson	CHAUVE	DOROCANT	92	67	14,98 %	13,20%	5,0%	3%	0	1	12,48%	1
Les Abymes	U	Petit Pérou	CARRAQ	CARRAQUE	137	110	14,38 %	13,04%	5,0%	3%	0	2	11,88%	1
Les Abymes	U	Petit Pérou	DOTHEM	GOLCONDE	99	72	11,08 %	9,23%	5,0%	2%	0	1	8,58%	1
Les Abymes	U	Petit Pérou	PROVID	DOUBS 1	146	105	12,53 %	11,04%	5,0%	3%	0	1	10,03%	1
Les Abymes	U	Petit Pérou	PROVID	BEAU SOLEIL	79	45	12,73 %	10,65%	5,0%	3%	0	1	10,23%	1
Les Abymes	U	Raizet	AERODR	CITE JARDIN	105	48	14,37 %	14,20%	5,0%	3%	0	1	11,87%	1
Anse-Bertrand	R	Blanchet	BLANCH	MAZOUKA	95	43	10,00 %	7,90%	5,0%	3%	0	2	7,50%	1
Anse-Bertrand	R	Blanchet	CAMPEC	MASSIOUX	77	34	11,26 %	10,05%	5,0%	3%	0	1	8,76%	1
Baie-Mahault	R	Baie-Mahault	CHANTI	CALVAIRE CHAPELLE	40	11	13,27 %	11,71%	5,0%	5%	0	1	10,77%	1
Baie-Mahault	R	Baie-Mahault	VELODR	PLAISANCE	67	39	12,86 %	11,15%	5,0%	3%	0	2	10,36%	1
Baie-Mahault	R	Baie-Mahault	VELODR	TITUS	28	23	14,02 %	11,57%	5,0%	4%	0	1	11,52%	1
Baie-Mahault	R	Baie-Mahault	VELODR	COLIBRIS	47	24	13,56 %	13,44%	5,0%	4%	0	4	11,06%	1
Baie-Mahault	R	Jarry	PT.BRG	TAMARIN	24	6	13,99 %	12,40%	5,0%	3%	0	3	11,49%	1
Baie-Mahault	R	Jarry	VERNOU	SCI LES ORANGERS	42	20	13,84 %	12,12%	5,0%	3%	0	1	11,34%	1
Baillif	R	Rivière Sens	TIVOLI	LOT.CHAULET	82	36	13,95 %	13,00%	5,0%	3%	0	1	11,45%	1
Basse-Terre	U	Rivière Sens	PTPARI	GALISBEE RIVIERES DES PERES	60	11	14,20 %	13,66%	5,0%	3%	0	3	11,70%	1
Basse-Terre	U	Rivière Sens	TIVOLI		141	81	14,06 %	12,81%	5,0%	3%	0	3	11,56%	1
Bouillante	R	Bouillante	P.NOIR	POIRIER	15	8	13,63 %	12,58%	5,0%	3%	0	2	11,13%	1
Bouillante	R	Bouillante	P.NOIR	BIRLOTON	49	3	13,53 %	12,91%	5,0%	3%	0	2	11,03%	1

Capesterre-Belle-Eau	R	Capesterre	DOYON	STE MARIE	121	89	13,41 %	11,31%	5,0%	3%	0	1	10,91%	1
Capesterre-Belle-Eau	R	Capesterre	DOYON	ROSEAU	20	6	13,60 %	13,18%	5,0%	3%	0	2	11,10%	1
Deshaies	R	Sainte Rose	DESHA	VILLIERS	38	8	10,00 %	9,18%	5,0%	3%	0	1	7,50%	1
Le Gosier	R	Petit Pérou	CARRAQ	GRAND BOIS	134	116	13,14 %	10,68%	5,0%	3%	0	2	10,64%	1
Le Gosier	R	Petit Pérou	MASSIC	BOURG DE GOSIER	79	28	13,87 %	13,80%	5,0%	3%	0	2	11,37%	1
Le Gosier	R	Petit Pérou	SFELIX	YUCA	20	4	11,73 %	9,26%	5,0%	3%	0	1	9,23%	1
Le Gosier	R	Petit Pérou	SFELIX	YUCA	32	0	11,73 %	11,08%	5,0%	3%	0	1	9,23%	1
Le Gosier	R	Petit Pérou	SFELIX	YUCA	9	0	11,73 %	11,11%	5,0%	3%	0	1	9,23%	1
Le Gosier	R	Petit Pérou	SFELIX	YUCA	11	0	11,73 %	9,87%	5,0%	3%	0	1	9,23%	1
Le Gosier	R	Petit Pérou	SFELIX	GRANDE RAVINE	28	0	12,68 %	11,28%	5,0%	4%	0	4	10,18%	1
Le Gosier	R	Petit Pérou	SFELIX	GRANDE RAVINE	46	38	12,68 %	10,42%	5,0%	4%	0	4	10,18%	1
Le Gosier	R	Petit Pérou	SFELIX	DAMPIERRE A	28	0	11,69 %	11,51%	5,0%	3%	0	2	9,19%	1
Le Gosier	R	Petit Pérou	SFELIX	DAMPIERRE B	16	0	11,79 %	9,88%	5,0%	3%	0	2	9,29%	1
Le Gosier	R	Petit Pérou	SFELIX	DAMPIERRE B	11	0	11,79 %	11,72%	5,0%	3%	0	2	9,29%	1
Le Gosier	R	Petit Pérou	SFELIX	DUNOYER 2	51	47	12,05 %	9,55%	5,0%	3%	0	1	9,55%	1
Le Gosier	R	Saint Anne	DURIVA	CINQ DENTS	72	24	12,25 %	10,38%	5,0%	3%	0	1	9,75%	1
Lamentin	R	Baie-Mahault	LAMENT	VINCENT	65	6	10,15 %	8,85%	5,0%	3%	0	2	7,65%	1
Lamentin	R	Baie-Mahault	LAMENT	VINCENT	20	0	10,15 %	9,64%	5,0%	3%	0	2	7,65%	1
Lamentin	R	Baie-Mahault	LAMENT	VINCENT	25	0	10,15 %	9,96%	5,0%	3%	0	2	7,65%	1
Lamentin	R	Sainte Rose	CYRILL	CASTEL	80	61	12,52 %	11,86%	5,0%	3%	0	2	10,02%	1
Lamentin	R	Sainte Rose	CYRILL	DETOUCHE	50	10	12,22 %	11,26%	5,0%	3%	0	1	9,72%	1
Morne-à-l'Eau	R	Blanchet	GRIPON	BRION	65	50	12,55 %	10,96%	5,0%	3%	0	1	10,05%	1
Morne-à-l'Eau	R	Blanchet	GRIPON	BOSREDON	146	136	12,45 %	10,06%	5,0%	3%	0	1	9,95%	1
Le Moule	R	Blanchet	CAMPEC	LA ROCHE	49	38	13,20 %	12,17%	5,0%	3%	0	4	10,70%	1
Le Moule	R	Gardel	PORTLA	PORTLAND	63	32	14,61 %	13,24%	5,0%	3%	0	1	12,11%	1
Petit-Bourg	R	Baie-Mahault	CHANTI	FOND D'OR	42	20	11,45 %	11,02%	5,0%	3%	0	2	8,95%	1
Petit-Bourg	R	Baie-Mahault	CHANTI	FOND D'OR	118	94	11,45 %	9,14%	5,0%	3%	0	2	8,95%	1
Petit-Bourg	R	Baie-Mahault	CHANTI	LEZARDE 1	98	63	11,13 %	9,45%	5,0%	3%	0	1	8,63%	1

Petit-Bourg	R	Baie-Mahault	CHANTI	GRIPPIERE	61	29	13,25 %	12,15%	5,0%	5%	0	1	10,75%	1
Petit-Bourg	R	Baie-Mahault	CHANTI	GRIPPIERE	41	26	13,25 %	11,18%	5,0%	5%	0	1	10,75%	1
Petit-Bourg	R	Baie-Mahault	MONTI	DONZERE	12	5	12,61 %	10,38%	5,0%	4%	0	1	10,11%	1
Petit-Bourg	R	Baie-Mahault	MONTI	ABREZARDE	23	0	12,45 %	11,30%	5,0%	3%	0	5	9,95%	1
Petit-Bourg	R	Baie-Mahault	MONTI	ECOLE	58	43	11,59 %	9,41%	5,0%	3%	0	1	9,09%	1
Petit-Bourg	R	Baie-Mahault	MONTI	VINAO	29	7	13,75 %	12,41%	5,0%	5%	0	6	11,25%	1
Petit-Bourg	R	Baie-Mahault	VELODR	DUQUERRY	41	21	10,83 %	10,19%	5,0%	3%	0	2	8,33%	1
Petit-Bourg	R	Baie-Mahault	VELODR	MOREAU	79	42	11,44 %	9,54%	5,0%	3%	0	2	8,94%	1
Petit-Bourg	R	Baie-Mahault	VELODR	CADOU	26	7	12,25 %	11,91%	5,0%	4%	0	2	9,75%	1
Petit-Bourg	R	Baie-Mahault	VELODR	DAUBIN	43	20	12,32 %	10,77%	5,0%	4%	0	1	9,82%	1
Petit-Bourg	R	Capesterre	DOYON	LABRECHE	105	55	11,70 %	10,48%	5,0%	3%	0	1	9,20%	1
Petit-Bourg	R	Baie-Mahault	VELODR	VOLANT	61	40	10,55 %	8,18%	5,0%	3%	0	1	8,05%	1
Petit-Canal	R	Blanchet	BLANCH	BALIN	62	33	13,22 %	11,87%	5,0%	5%	0	1	10,72%	1
Petit-Canal	R	Blanchet	BLANCH	BALIN	50	19	13,22 %	12,19%	5,0%	5%	0	1	10,72%	1
Petit-Canal	R	Blanchet	BLANCH	BALIN	45	22	13,22 %	11,97%	5,0%	5%	0	1	10,72%	1
Petit-Canal	R	Blanchet	PT-CAN	ST NICOLAS	18	2	12,98 %	11,86%	5,0%	5%	0	1	10,48%	1
Petit-Canal	R	Blanchet	PT-CAN	DEVILLE	38	25	11,73 %	9,68%	5,0%	4%	0	1	9,23%	1
Port-Louis	R	Blanchet	PT-CAN	RAMBOUILLET	14	1	10,00 %	8,75%	5,0%	3%	0	2	7,50%	1
Port-Louis	R	Blanchet	PT-CAN	STADE	88	43	10,00 %	9,36%	5,0%	3%	0	1	7,50%	1
Saint-Claude	U	Rivière Sens	STCLAU	FOND VAILLANT	94	75	13,27 %	11,20%	5,0%	3%	0	2	10,77%	1
Saint-François	R	Saint François	DESVAR	COROT	108	56	13,56 %	13,16%	5,0%	3%	0	3	11,06%	1
Sainte-Anne	R	Gardel	RICHEP	RICHEPLAINE	65	20	13,09 %	12,91%	5,0%	3%	0	1	10,59%	1
Sainte-Anne	R	Saint Anne	DOUVIL	POIRIER	55	0	13,77 %	13,41%	5,0%	4%	0	2	11,27%	1
Sainte-Anne	R	Saint Anne	DOUVIL	CHATEAUBRUN	137	58	12,77 %	12,45%	5,0%	3%	0	1	10,27%	1
Sainte-Anne	R	Saint Anne	DOUVIL	SABLE	57	36	12,36 %	10,17%	5,0%	3%	0	2	9,86%	1
Sainte-Anne	R	Saint Anne	DOUVIL	SECRETAN	167	90	12,65 %	10,74%	5,0%	3%	0	2	10,15%	1
Sainte-Anne	R	Saint Anne	DOUVIL	POMPAGE BOISVIN	88	77	12,74 %	10,29%	5,0%	3%	0	3	10,24%	1

Sainte-Anne	R	Saint Anne	DOUVIL	CILIE	40	6	13,52 %	13,06%	5,0%	4%	0	3	11,02%	1
Sainte-Anne	R	Saint Anne	DELAIR	L'HENRIETTE	42	29	13,14 %	12,53%	5,0%	3%	0	1	10,64%	1
Sainte-Anne	R	Saint Anne	DELAIR	GENOUEST	66	41	13,18 %	11,03%	5,0%	3%	0	3	10,68%	1
Sainte-Rose	R	Sainte Rose	DESBON	LACHAISE	65	33	14,94 %	13,79%	5,0%	4%	0	1	12,44%	1
Sainte-Rose	R	Sainte Rose	DESHAI	BEAUVALLON	9	4	12,61 %	11,99%	5,0%	3%	0	1	10,11%	1
Sainte-Rose	R	Sainte Rose	LEOTAR	CONODOR	76	48	14,12 %	13,03%	5,0%	3%	0	1	11,62%	1
Sainte-Rose	R	Sainte Rose	LEOTAR	LEOTARD	97	45	14,57 %	12,88%	5,0%	3%	0	1	12,07%	1
Trois-Rivières	R	Capesterre	T/RIVI	REDUIT	56	26	12,25 %	11,46%	5,0%	3%	0	1	9,75%	1



Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

971-200010759-20220520-DEL-2022-CON-31-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 02/06/2022

Affichage : 02/06/2022

Syndicat Intercommunal d'Énergies du département de la Guadeloupe

-Sy.MEG-

Analyse de la cohérence des états d'inventaire

Exercice 2018

Juillet 2020

Sommaire

Introduction	3
1. Analyse de la cohérence globale des bases technique et comptable	4
1.1 Rappel sur le contexte des écarts d'inventaire	4
1.2 Présentation de la méthodologie utilisée	5
2. Analyse de la cohérence globale des états d'inventaire.....	6
2.1 Cohérence des bases concernant les réseaux HTA.....	6
2.1.1 Cohérence globale des bases par typologie de réseau HTA	6
2.1.2 Cohérence des bases à la maille communale des réseaux HTA.....	7
2.1.3 Cohérence des bases par millésime sur les réseaux HTA.....	8
2.1.4 Cohérence de la base technique entre les millésimes de pose des réseaux HTA et les technologies utilisées	11
2.2 Cohérence des bases concernant les réseaux BT	12
2.2.1 Cohérence globale des bases par typologie de réseau BT	12
2.2.2 Cohérence des bases à la maille communale des réseaux BT	13
2.2.3 Cohérence des bases par millésime sur les réseaux BT	15
2.2.4 Cohérence de la base technique entre les millésimes de pose des réseaux BT et les technologies utilisées	18
2.3 Cohérence des bases concernant les transformateurs HTA/BT	20
2.3.1 Cohérence globale des bases sur les transformateurs HTA/BT	20
2.3.2 Cohérence des bases par millésime sur les transformateurs HTA/BT	20
3. Analyse de dossiers : fiabilité des inventaires technique et comptable gérés par le concessionnaire.....	22
3.1 Présentation des dossiers et champs d'observation	22
3.2 Analyse des informations enregistrées dans les inventaires du concessionnaire	24
3.2.1 Caractéristiques et écarts entre les plans de récolement et la base technique (SIG) des ouvrages posés	24
3.2.2 Caractéristiques et écarts entre la base technique (SIG) et les immobilisations comptables (restitutions IRIS) des ouvrages posés.....	26
Conclusion.....	28

4.	Annexes.....	31
4.1	Ecarts d’inventaire réseau HTA souterrain	31
4.2	Ecarts d’inventaire réseau HTA aérien.....	32
4.3	Ecarts d’inventaire réseau BT souterrain.....	33
4.4	Ecarts d’inventaire réseau BT torsadé	34
4.5	Ecarts d’inventaire réseau BT aérien nu	35

Introduction

La cohérence entre les bases technique et comptable d'un gestionnaire de réseaux de distribution est essentielle pour la définition d'une juste politique industrielle d'investissement, et pour la garantie d'un suivi fiable dans le temps des actifs, de leur valorisation et des origines de financement.

Le Syndicat Mixte d'électricité de la Guadeloupe (Sy.MEG) tient à suivre la cohérence globale entre les bases technique et comptable, notamment pour les réseaux HTA, BT et les transformateurs HTA/BT (depuis l'exercice 2015) sur la concession de la Guadeloupe.

En outre, des incohérences constatées lors des contrôles précédents (chaque exercice depuis 2009) ont été signalées au concessionnaire EDF-SEI.

Il s'agira ainsi d'observer et d'analyser les évolutions des cohérences entre les bases technique et comptable depuis ces contrôles.

A noter qu'EDF-SEI a procédé, comme ENEDIS en métropole, à une réconciliation globale des bases technique et comptable à fin 2002.

Dans un premier temps, Il s'agit de réaliser l'analyse des deux points suivants :

- la cohérence globale des états d'inventaire par type d'ouvrage et par commune quelque soit les années de mises en service ;
- la cohérence des bases par millésime de mise en service ;
- la cohérence des états d'inventaire par type de technologie d'ouvrage.

Ensuite, cette analyse est complétée par le contrôle d'un échantillon de chantiers réalisés par le Syndicat. Il s'agit de vérifier la qualité des procédures mises en place en étudiant notamment :

- les délais de mise en immobilisation technique et comptable – *l'analyse étant faite dans un rapport distinct* ;
- la valorisation des remises gratuites – *l'analyse étant faite dans un rapport distinct « Analyse comptable et financière de la concession »* ;
- le bon enregistrement dans la base technique (SIG) des données issues des documents de l'opération de travaux (plans de récolement notamment) ;
- leurs immobilisations dans la base comptable ;
- la cohérence entre les quantités immobilisées dans ces 2 bases.

A partir de cet échantillon, la fiabilité de l'intégration des caractéristiques techniques des ouvrages dans les systèmes informatiques de gestion du concessionnaire par rapport à la réalité a été analysée.

1. Analyse de la cohérence globale des bases technique et comptable

Fin 2002, le concessionnaire a mené une action de réconciliation entre ses bases technique et comptable. Cependant des nombreuses incohérences subsistent. Le but de cette analyse est de mettre en exergue les écarts d'inventaire globaux entre ces deux bases, d'une part quelque soit les dates de mises en service des ouvrages et d'autre part, d'analyser leurs évolutions depuis les derniers contrôles réalisés.

1.1 Rappel sur le contexte des écarts d'inventaire

Le concessionnaire est chargé de tenir l'inventaire comptable de la concession, nécessaire au calcul de la dotation aux amortissements, des provisions pour renouvellement et des dettes et créances réciproques. Cet inventaire se limite à des données comptables. Il ne permet pas de comprendre l'architecture du réseau, ne mentionne pas les sections des câbles ni les puissances transitées. Pour les besoins de l'exploitation, le concessionnaire dispose de base de données technique.

La moindre erreur entraîne des divergences entre les deux bases. En conséquence, très souvent, les linéaires indiqués dans l'une et l'autre des bases diffèrent. En 2002, comme ENEDIS en métropole, EDF-SEI a mené un projet de fiabilisation des inventaires, de sorte que, au 31 décembre 2002, les linéaires technique et comptable soient supposés conformes aux objectifs, à savoir que pour chaque type de réseau, l'écart relatif entre les deux bases était inférieur à 3% au niveau du centre, et à 10% au niveau de chaque commune.

Depuis, l'enjeu est de maintenir la cohérence entre les deux inventaires... mais également avec le terrain. Certains écarts entre les bases de données comptable et technique peuvent s'expliquer par la procédure d'immobilisation des ouvrages par le concessionnaire : lorsqu'un ouvrage est mis en service dans la base technique, il existe un délai généralement inférieur à trois mois pour l'enregistrement comptable des ouvrages ; c'est une des raisons de l'existence d'une marge d'appréciation du concessionnaire dans le rapprochement des inventaires.

Les décalages peuvent donc provenir :

- D'erreurs de saisie si la procédure n'est pas assez solide pour détecter les incohérences ;
- D'une mauvaise prise en compte de la dépose ;
- D'immobilisations sur de mauvaises communes, en particulier lorsqu'un tronçon HTA dessert plusieurs communes ;
- De décalages dans le temps : il est possible que des travaux terminés en fin d'année 2015 aient été portés à l'inventaire technique mais n'aient pas été enregistrés à l'inventaire comptable avant le 31 décembre 2015.

La base technique est en général plus fiable que la base comptable, car les exploitants, qui l'utilisent au quotidien, y effectuent des corrections dès lors qu'ils rencontrent une divergence avec le terrain.

1.2 Présentation de la méthodologie utilisée

L'analyse des écarts d'inventaires n'est réalisable que pour les ouvrages pour lesquels le concessionnaire tient des inventaires détaillés. Ainsi, cette comparaison d'inventaire n'est possible que pour les réseaux HTA, les réseaux BT et, depuis 2016, partiellement possible sur les transformateurs HTA/BT dont les quantités comptables ont été transmises (en revanche, ils ne sont toujours pas localisés par commune dans l'inventaire comptable à fin 2018, cf. *infra*). Cela pourrait être toutefois amené à évoluer à l'avenir.

Aucune analyse de cohérence n'est toutefois réalisable sur les autres ouvrages concédés, tels que les branchements et les comptages (ouvrages « non localisés »).

Il est à noter qu'en métropole, ENEDIS a signalé une évolution en cours relative à l'enregistrement des transformateurs qui sera localisé à l'échelle de la commune à compter du 1^{er} janvier 2015. Cet inventaire comptable localisé sera mécaniquement cohérent avec l'inventaire technique, par construction même puisque les informations techniques alimenteront le processus de localisation des bases comptables (à l'exception des transformateurs en magasin).

EDF-SEI n'a pas confirmé ou infirmé une procédure similaire.

En outre, si une démarche de localisation des comptages sera également engagée lors du déploiement numérique en Guadeloupe comme en métropole (Linky), il est regrettable qu'EDF-SEI ne prévoient pas de localisation des branchements dans la base comptable à court terme. Les arguments de complexité et coût sur la base de retours d'expérience de collectivités en métropole (Syndicats de la Nièvre et de l'Eure) ne semblent pourtant pas suffisants pour conclure à la non-faisabilité opérationnelle de cette localisation, et ce d'autant plus dans le contexte du déploiement Linky.

Les écarts d'inventaires sont calculés en prenant en compte la valeur absolue des écarts d'inventaires par commune et par type d'ouvrage.

Cette méthode permet d'éviter les compensations d'écarts entre communes ou par type d'ouvrage.

Exemple : Les communes X et Y ont sur leur territoire les réseaux suivants :

	Longueur comptable (m)	Longueur technique (m)	Ecart relatif		Ecart absolu	
			En m	En %	En m	En %
Commune X	100	200	100	67%	100	67%
Commune Y	200	100	-100	-67%	100	67%
Total	300	300	0	0%	200	133%

Si seuls les écarts relatifs étaient pris en compte, les inventaires pourraient apparaître globalement cohérents, parce que l'écart d'inventaires positif de la commune X compense l'écart d'inventaires négatif de la commune Y.

L'écart absolu prend en compte la somme des écarts qu'il soit positif ou négatif, aucune compensation n'est donc réalisée. L'écart absolu est plus représentatif de la réalité de la cohérence des inventaires que l'écart relatif. Lorsqu'une seule base recense des quantités d'ouvrage, le taux d'écart absolu est alors égal à 200%, taux maximal.

Cette méthode ne permet cependant pas d'avoir une image totalement fidèle de la cohérence des inventaires. En effet, des compensations se réalisent chantier par chantier au niveau infra-communal. Avec les informations communiquées par le délégataire, il est impossible, à l'heure actuelle, de descendre à ce niveau de précision.

2. Analyse de la cohérence globale des états d'inventaire

L'analyse qui suit porte sur l'ensemble des ouvrages en concession à fin 2015 quelle que soit la date de mise en service (ouvrages localisés) ainsi que sur les transformateurs HTA/BT (hors analyse des écarts par commune compte-tenu du fait que l'inventaire comptable des transformateurs HTA/BT ne localise pas cette typologie d'ouvrage).

2.1 Cohérence des bases concernant les réseaux HTA

2.1.1 Cohérence globale des bases par typologie de réseau HTA

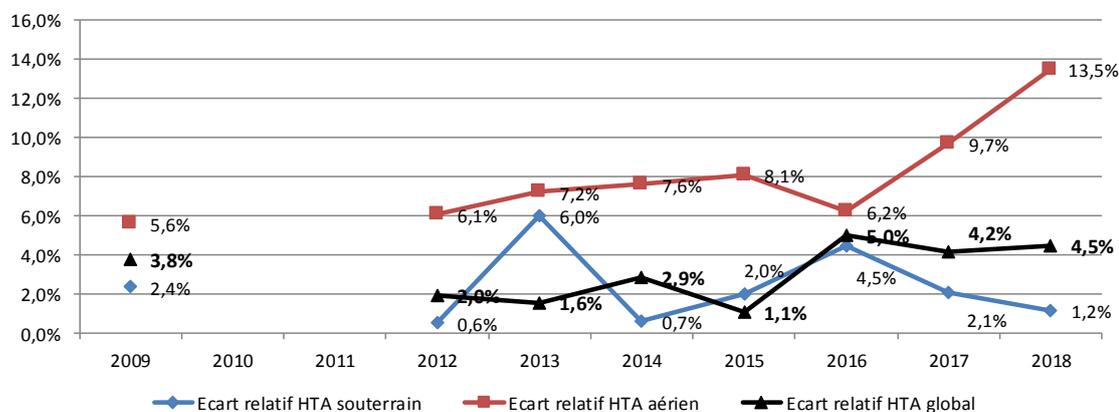
Les principales valeurs transmises, relatives aux réseaux HTA sont résumées dans le tableau suivant, présentant la situation à fin 2018 :

Linéaire HTA	Quantité comptable	Quantité technique	Ecart relatif	
canalisation HTA - aérien isolé	7 km	4 km	3 km	52,3%
canalisation HTA - aérien nu	613 km	535 km	77 km	13,5%
canalisation HTA - câble souterrain	1 679 km	1 658 km	21 km	1,2%
Total	2 299 km	2 198 km	101 km	4,5%

Tous types de réseaux confondus, à fin 2018, l'écart relatif reste non négligeable et atteint 4,5%.

Par rapport à l'exercice précédent, on peut noter une très légère hausse de l'écart relatif qui était de 4,2%.

Evolution de l'écart relatif des réseaux HTA depuis 2009



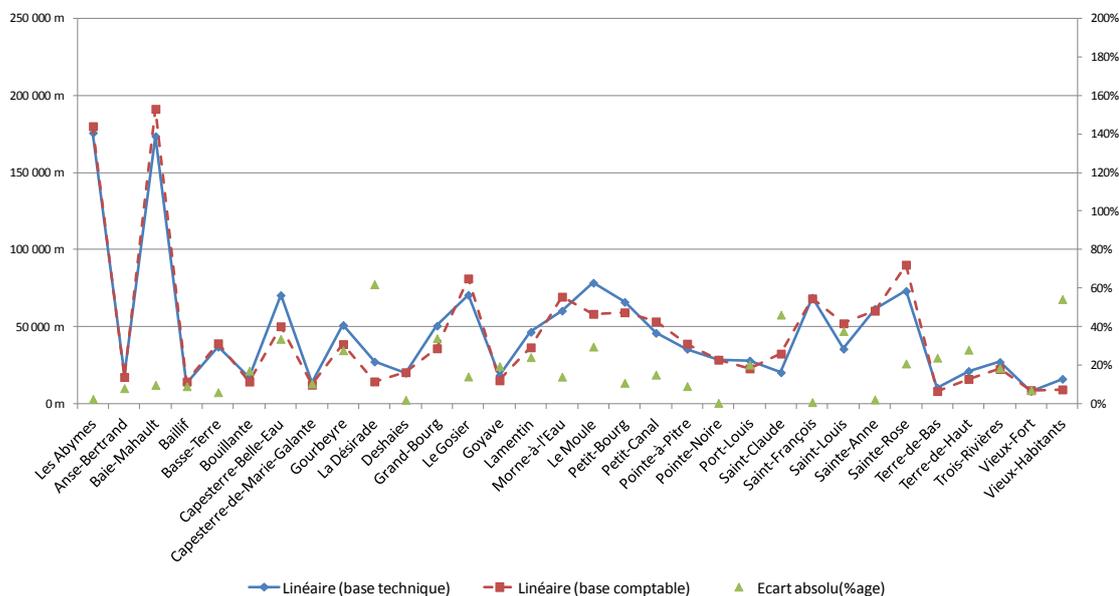
L'exercice 2018 présente donc, globalement, une relative stabilité par rapport aux deux exercices précédents en termes de cohérence des bases du réseau HTA.

Toutefois, il convient de noter que, typologie de réseau par typologie de réseau, une dégradation est constatée sur les réseaux HTA aériens (l'écart passe de 9,7% à 13,5% entre 2017 et 2018) alors qu'une amélioration est relevée sur les réseaux HTA souterrains (l'écart passe de 2,1% en 2017 à 1,2% en 2018). Cet écart

2.1.2 Cohérence des bases à la maille communale des réseaux HTA

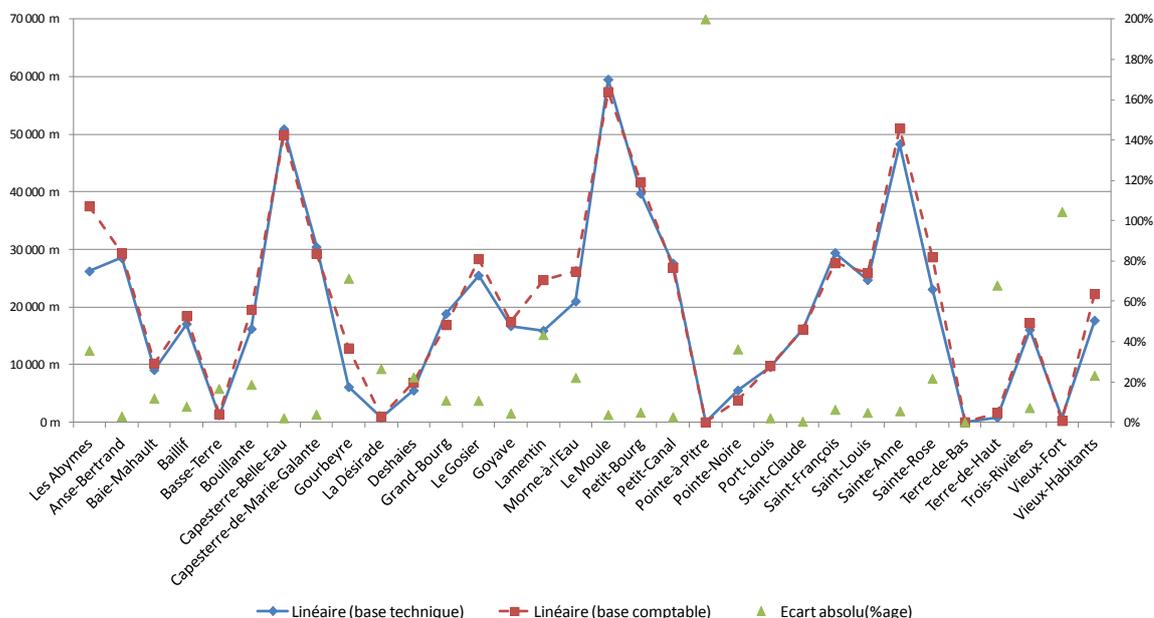
Les graphiques suivants indiquent les écarts entre les bases technique et comptable par commune :

Synthèse des écarts par commune du réseau HTA souterrain à fin 2018



A noter que les écarts absolus les plus importants sur le réseau HTA (>15 km) souterrain concernent les communes de Capesterre-Belle-Eau (20 km), Le Moule (20 km), Baie-Mahault (18 km), Saint-Louis (17 km) et Sainte-Rose (17 km).

Synthèse des écarts par commune du réseau HTA aérien à fin 2018



A noter que, comme ce qui avait été constaté précédemment, les écarts absolus les plus importants sur le réseau HTA aérien (>10 km) concernent la commune des Abymes (11 km).

2.1.3 Cohérence des bases par millésime sur les réseaux HTA

Les graphiques présentés *infra* décrivent les quantités technique et comptable de linéaires HTA (souterrain et aérien) mis en service par millésime.

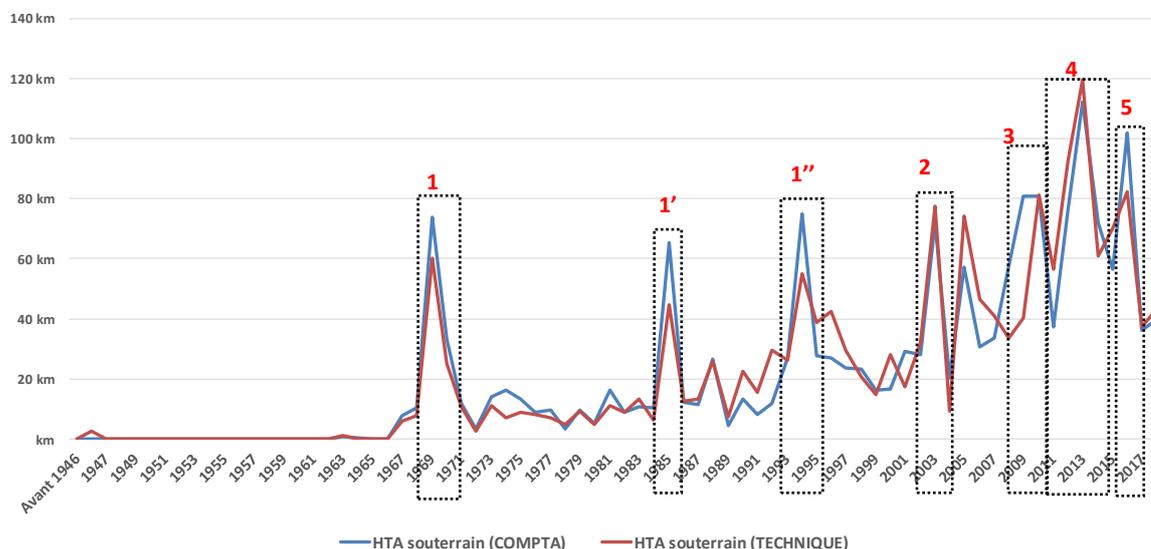
Cette analyse permettra donc de localiser dans le temps l'origine de la divergence entre les quantités comptable et technique du réseau HTA, soit pour rappel à fin 2018 (cf. *supra*) :

- Base comptable surestimée de 21 km, soit 1,2% d'écart (29 km l'an passé, soit 2,1% d'écart) pour le réseau HTA souterrain, soit une amélioration par rapport au contrôle précédent ;
- Base technique sous-estimée de 77 km, soit 13,5 % d'écart (52 km l'an passé, soit 9,5% d'écart également) pour le réseau HTA aérien nu, soit une dégradation par rapport au contrôle précédent.

2.1.3.1 Cohérence par millésime du réseau HTA souterrain

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau HTA souterrain :

Cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau HTA souterrain à fin 2018



Le graphique *supra* fait clairement ressortir que (constats identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents) :

- Globalement, jusqu'au millésime 2005, les écarts entre bases technique et comptable restent relativement contenus. A noter toutefois :
Une quasi-absence de linéaire HTA souterrain immobilisé avant le début des années 1970, ce qui peut paraître incohérent avec la réalité du terrain. En outre, on relève 3 « pics » d'immobilisation (**1**, **1'** et **1''**), aussi bien du point de vue technique que du point de vue comptable, en 1970, 1985 et 1995., sans qu'EDF-SEI n'avance un quelconque éclaircissement sur leur origine précise ;
- Qu'entre les millésimes 2005 et 2007 (**2**), il y a eu une période de sous-immobilisation comptable, correspondant vraisemblablement à un retard dans le processus d'immobilisation comptable ;
- Qu'entre les millésimes 2008 et 2009 (**3**), il y a eu une surimmobilisation comptable, correspondant vraisemblablement au rattrapage comptable de la période (**2**) ;
- Qu'entre les exercices 2010 et 2015 (**4**), il y a eu à nouveau une période de sous-immobilisation comptable.
A noter toutefois que les linéaires comptables de ces millésimes ne sont pas encore complètement figés à fin 2018. On note une amélioration des écarts d'inventaire par rapport à

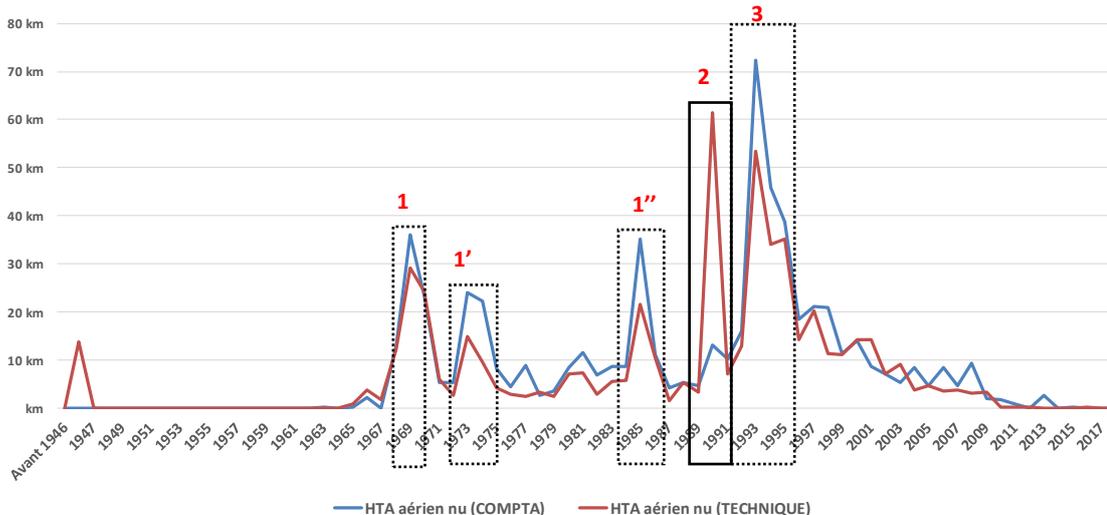
l'exercice précédent sur certains millésimes, notamment sur les millésimes 2016 et 2017. **Cependant, les millésimes 2011 et 2012 présentent toujours des écarts importants, 6 ans après la clôture de ces exercices. Les actions envisagées par le concessionnaire sur ces millésimes sont donc attendues.**

- Que lors de l'exercice 2016 (5), il y a eu une sur-immobilisation comptable, qui peut s'expliquer en grande partie par un retard pris lors de la mise à jour de la base technique à priori, mais qui devra être vérifié lors des exercices suivants.

2.1.3.2 Cohérence par millésime du réseau HTA aérien nu

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau HTA aérien nu :

Cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau HTA aérien nu à fin 2018



Le graphique *supra* fait clairement ressortir que (constats identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents) :

- Globalement, jusqu'à la fin des années 1980, les écarts entre bases technique et comptable restent relativement contenus. A noter toutefois : Une quasi absence de linéaire HTA aérien immobilisé avant le début des années 1970, ce qui peut paraître incohérent avec la réalité du terrain. En outre, on relève 3 « pics » d'immobilisation (1, 1' et 1''), aussi bien du point de vue technique que du point de vue comptable, en 1970, 1974 et 1985., sans qu'EDF-SEI n'avance un quelconque éclaircissement sur leur origine précise ;
- Un « pic » de la base technique en 1990 (2), pouvant s'expliquer par une importante mise à jour cartographique cette année-là (vraisemblablement suite à l'ouragan Hugo de 1989, cf. *infra*). En outre, en partant de l'hypothèse où cette opération de « pose » dans le système cartographique (base technique) de réseaux avec un millésime daté de 1990 s'est fait concomitamment à de la dépose de millésimes techniques antérieurs, cela pourrait expliquer le fait qu'avant 1990, les linéaires comptables sont systématiquement inférieurs aux linéaires techniques (la dépose n'aurait alors eu lieu qu'en technique mais pas en comptabilité). **Ainsi, les provisions pour renouvellement qui ont potentiellement été constitués sur ces ouvrages déposés ont été reprises au résultat en 2008 dans le cadre du nouveau contrat de concession alors qu'elles auraient dû être, en toute logique comptable, réaffectées en tant que financement concédant sur les ouvrages posés et donc être intégrées aux droits du concédant ;**
- Un pic important en 1990 (3), correspondant à une très forte sous-immobilisation comptable (64 km de réseau HTA aérien nu immobilisés dans la base technique contre 14 km seulement

dans la base comptable), **et cela sans qu'il n'ait été constaté de quelconque rattrapage d'immobilisations comptables au cours des années suivantes ;**

EDF-SEI a justifié que les pics d'écart les plus significatifs correspondaient à des événements climatiques majeurs dans l'histoire de la Guadeloupe (1989 : Ouragan Hugo ; 2007 : Tempête tropicale Dean) qui ont eu pour suite des opérations massives de reconstruction en mode dégradé, cause probable de ces pics d'écart entre les bases.

Ainsi, EDF-SEI aurait mis à jour ses bases techniques (SIG) mais pas ses bases comptables.

Malgré de multiples demandes et la transmission d'éléments de calculs précis justifiant ces constats d'incohérences entre bases technique et comptable, aussi bien lors du contrôle effectué sur 2014, 2015 ou 2016, aucun éclaircissement supplémentaire n'a été avancé par le concessionnaire.

En outre, EDF-SEI ne justifie en rien le fait de n'avoir pas procédé *a posteriori* à un rattrapage comptable d'immobilisation. Cela a clairement pour impact de sous-estimer la valeur comptable du patrimoine concédé, impactant notamment le solde des dettes et créances réciproques.

Le graphique précédent illustre également la dégradation depuis le millésime 2003, année de l'action de réconciliation des bases technique et comptable effectuée par le concessionnaire (différents outils ont à l'époque été mis en place pour fiabiliser les deux bases), de la cohérence des bases technique et comptable d'EDF-SEI :

- Les écarts depuis 2003 sont importants, avec une nette aggravation depuis l'exercice 2007. Ces écarts restent quasi-constants depuis 2007 (pas de correction observée) ; ils devront faire l'objet de corrections spécifiques ;
- Les écarts dus aux délais d'enregistrement comptable observés en année N ne sont pas résorbés en année N+1 compte tenu de l'allure du graphique *supra* ;
- Comme signalé lors du précédent contrôle, les écarts importants observés sur les réseaux HTA souterrains, dus aux enregistrements comptables non terminés, devront à nouveau être surveillés lors du prochain contrôle notamment sur les exercices 2011 et 2012.

2.1.4 Cohérence de la base technique entre les millésimes de pose des réseaux HTA et les technologies utilisées

Sur l'inventaire technique du réseau HTA, certaines anomalies ont été relevées suite au contrôle 2018, notamment des incohérences entre les millésimes de pose et les technologies utilisées.

Des éclaircissements avaient déjà été demandés à EDF-SEI suite aux contrôles effectués précédemment, et notamment :

- À fin 2013, ces linéaires à isolation synthétique (8,6 km) présentaient une datation qui semblait erronée car *a priori* trop ancienne :

INSEE	Commune	Nom du Poste Source	Nom du Départ HTA	Année	métal	Section	Isolant	Longueur totale (m)
97103	Baie-Mahault	JARRY	PT.BRG	1946	AL	150	Synthétique HN33 S 23 (PR)	131
97103	Baie-Mahault	JARRY	VERNOU	1946	AL	150	Synthétique HN33 S 23 (PR)	593
97104	Baillif	RSENS	TIVOLI	1946	AL	150	Synthétique NF C 33-223 SS Cablette	50
97107	apesterre-Belle-Ee	CAPEES	GOYAVE	1946	AL	50	SYNTHE. UTE C 33-223 (CABLE 2000)	9
97109	Gourbeyre	RSENS	GOURBE	1946	AL	150	Synthétique HN33 S 23 (PR)	120
97134	Vieux-Habitants	BOUIL	VX-HAB	1946	AL	150	Synthétique HN33 S 23 (PR)	1 591
97134	Vieux-Habitants	BOUIL	VX-HAB	1946	AL	240	SYNTHE. UTE C 33-223 (CABLE 2000)	200
97101	Les Abymes	PTPER	DUGAZO	1967	AL	150	Synthétique HN33 S 23 (PR)	273
97101	Les Abymes	PTPER	DOTHEM	1968	AL	150	Synthétique HN33 S 23 (PR)	445
97101	Les Abymes	BESSO	JOULE	1969	AL	150	Synthétique HN33 S 23 (PR)	11
97103	Baie-Mahault	B.MAH	BELCOU	1969	AL	150	Synthétique HN33 S 23 (PR)	427
97103	Baie-Mahault	B.MAH	LAMENT	1969	AL	150	Synthétique HN33 S 23 (PR)	545
97103	Baie-Mahault	JARRY	ZI-1	1969	AL	150	SYNTHE. UTE C 33-223 (CABLE 2000)	136
97107	apesterre-Belle-Ee	CAPEES	GOYAVE	1969	AL	150	Synthétique HN33 S 23 (PR)	30
97107	apesterre-Belle-Ee	CAPEES	T/RIVI	1969	AL	150	Synthétique HN33 S 23 (PR)	137
97113	Le Gosier	STANN	DURIVA	1969	AL	150	Synthétique NF C 33-223 SS Cablette	99
97129	Sainte-Rose	S.ROS	DESBON	1969	AL	150	Synthétique HN33 S 23 (PR)	1 498
97103	Baie-Mahault	JARRY	ZI-1	1970	AL	150	SYNTHE. UTE C 33-223 (CABLE 2000)	295
97103	Baie-Mahault	JARRY	ZI-1	1970	AL	240	SYNTHE. UTE C 33-223 (CABLE 2000)	265
97111	Deshaies	S.ROS	DESHAI	1970	AL	150	Synthétique HN33 S 23 (PR)	1 735
97129	Sainte-Rose	S.ROS	LEOTAR	1970	AL	150	Synthétique HN33 S 23 (PR)	103

Suite aux contrôles précédents, EDF-SEI avait répondu que les corrections allaient être faites et qu'une mise à niveau généralisée allait également être engagée.

En outre, suite aux des disparités qui avaient été constatées entre les deux bases sur l'échantillon étudié, la mise en place d'un groupe de travail pour analyser et corriger les écarts sur l'ensemble des deux bases devait être programmée.

Le contrôle sur l'exercice 2018 fait encore apparaître ces linéaires, EDF SEI n'a toujours pas pris en compte les remarques remontées il y a maintenant 6 ans de cela.

2.2 Cohérence des bases concernant les réseaux BT

2.2.1 Cohérence globale des bases par typologie de réseau BT

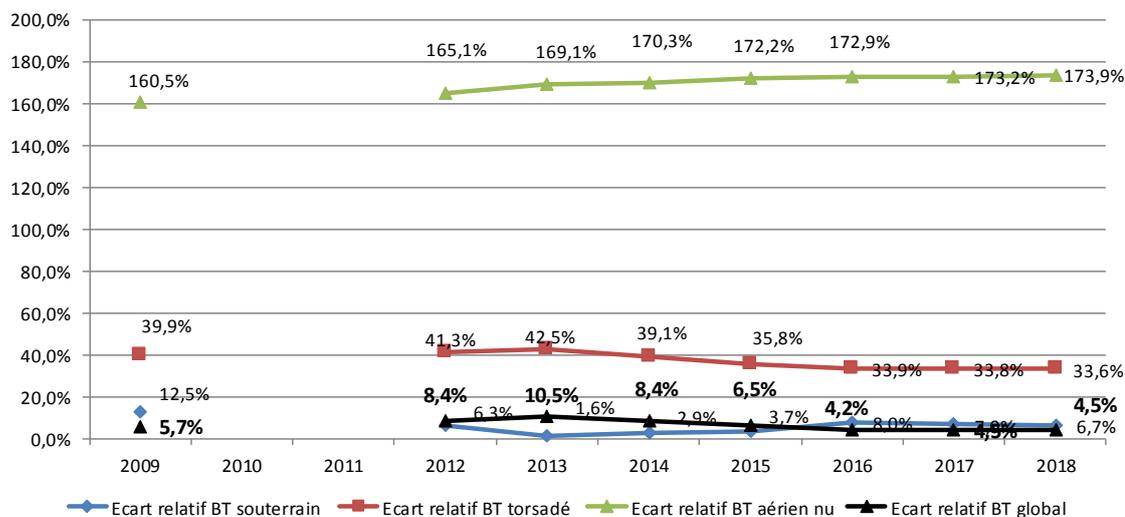
Les principales valeurs transmises, relatives aux réseaux BT en concession à fin 2018 sont résumées dans le tableau suivant :

Linéaire BT	Quantité comptable	Quantité technique	Ecart relatif	
canalisation BT - aérien isolé	2 070 km	2 907 km	837 km	33,6%
canalisation BT - aérien nu	620 km	43 km	577 km	173,9%
canalisation BT souterraine	1 235 km	1 155 km	81 km	6,7%
Total	3 925 km	4 105 km	180 km	4,5%

Tous types de réseaux confondus, les écarts relatifs sur la BT sont importants, similaire à ce qui a été constaté *supra* sur la HTA, et sont stables par rapport au contrôle effectué l'an passé qui avait constaté une légère dégradation par rapport à l'exercice 2016.

Toutefois, par nature de réseaux, les écarts restent significatifs pour les réseaux BT torsadés et sur les réseaux BT aériens nus, ce qui est d'autant plus problématique compte tenu des linéaires de réseaux importants.

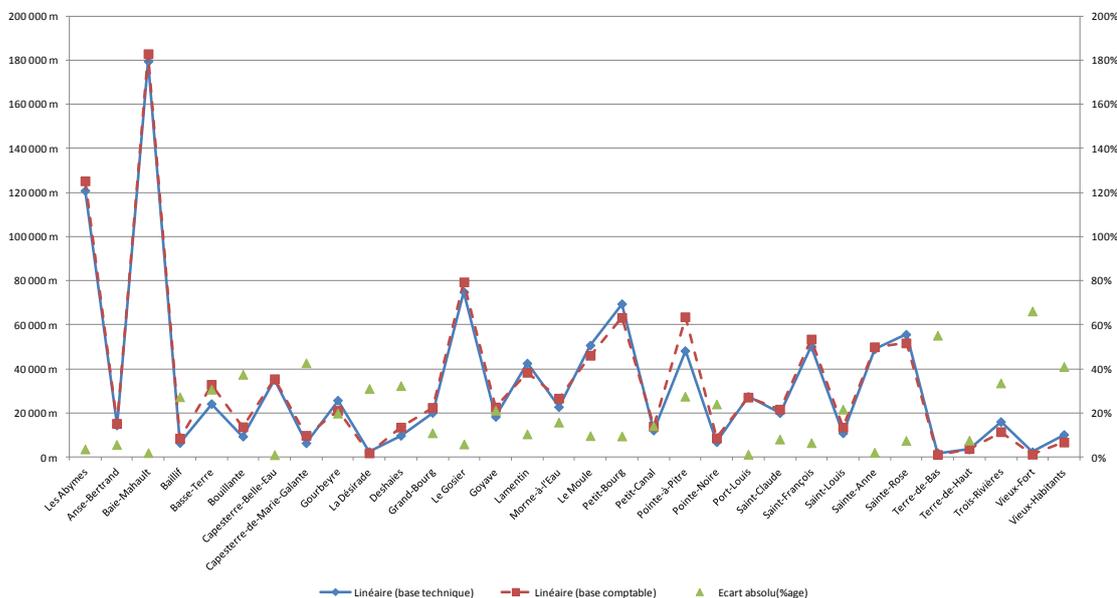
Evolution de l'écart relatif des réseaux BT depuis 2009



2.2.2 Cohérence des bases à la maille communale des réseaux BT

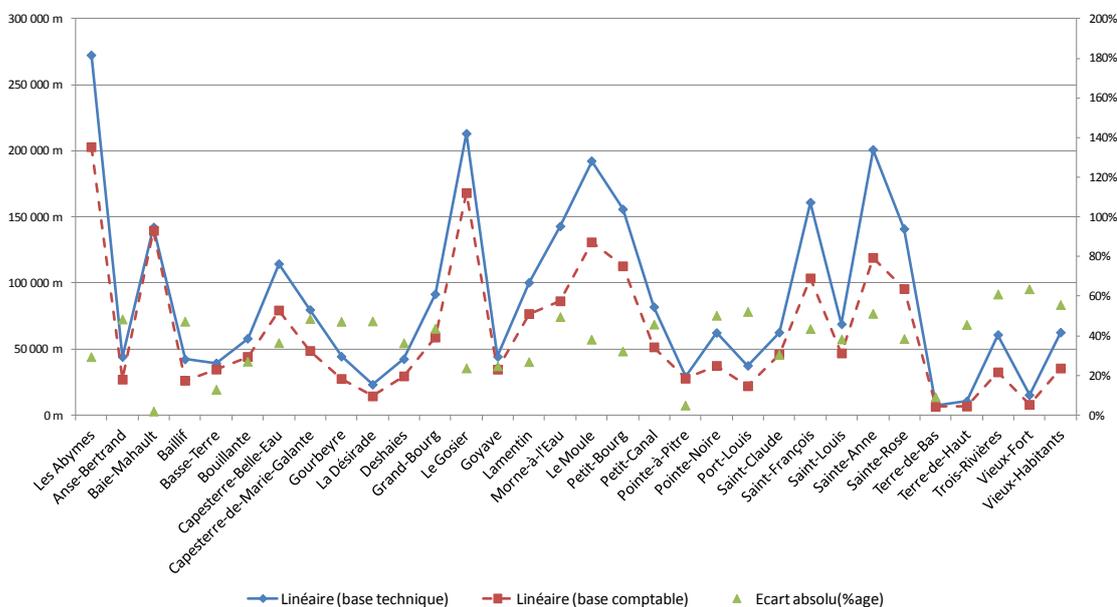
Les graphiques suivants indiquent les écarts entre les bases technique et comptable par commune :

Synthèse des écarts par commune du réseau BT souterrain à fin 2018



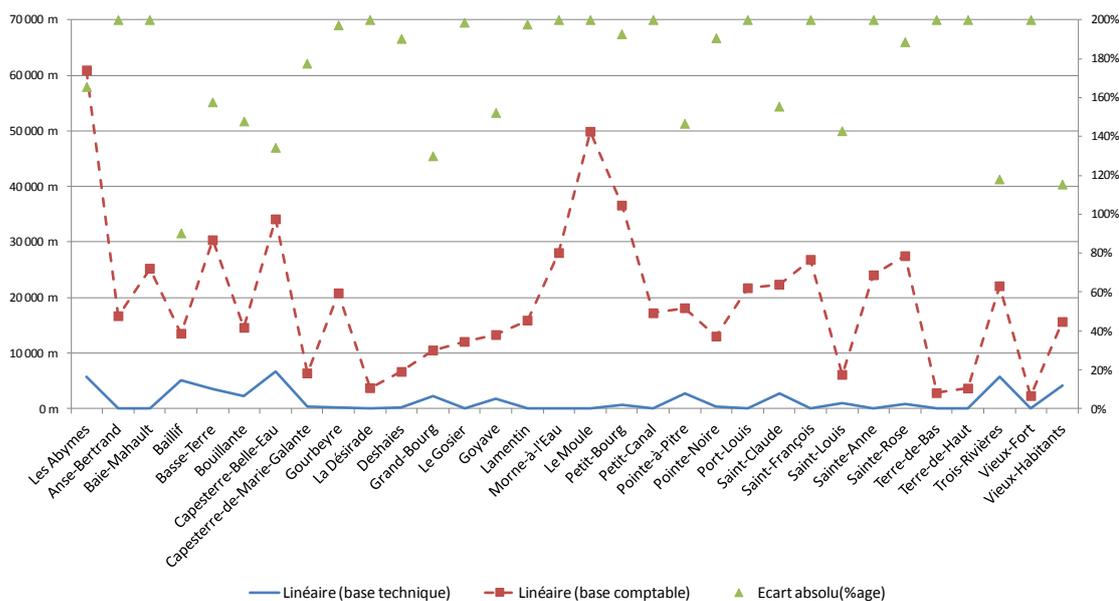
A noter que les écarts absolus les plus importants sur le réseau BT souterrain (>10 km) concerne la seule commune de Pointe-à-Pitre (15 km).

Synthèse des écarts par commune du réseau BT torsadé à fin 2018



A noter que les écarts absolus les plus importants sur le réseau BT torsadé (>50 km) concernent les communes des Abymes (70 km), Morne-A-l'Eau (57 km), Le Moule (61 km), Saint-François (57 km), Sainte-Anne (82 km) et Sainte-Rose (45 km).

Synthèse des écarts par commune du réseau BT aérien nu à fin 2018



A noter que les écarts absolus les plus importants sur le réseau BT aérien nu (>50 km) concernent les communes des Abymes (55 km) et Le Moule (50 km).

Ces 3 graphiques font clairement ressortir :

- Concernant le réseau BT souterrain, une relativement bonne cohérence globale entre les bases technique et comptable, avec cependant quelques disparités entre communes (cf. analyse détaillée par commune *infra*) ;
- Concernant le réseau BT torsadé, la cohérence entre bases est variable et dépend de la commune considérée (cohérence entre bases quasiment parfaite sur Baie-Mahault mais extrêmement mauvaise sur Vieux-Fort et Trois-Rivières). A noter également que le linéaire comptable est systématiquement inférieur au linéaire technique, et ce quelque soit la commune considérée ;
- Concernant le réseau BT aérien nu, la très importante incohérence entre bases avec une large sur-immobilisation comptable, et ce quelque soit la commune considérée (linéaire technique immobilisé extrêmement faible, systématiquement inférieur au linéaire comptable).

2.2.3 Cohérence des bases par millésime sur les réseaux BT

Les graphiques présentés *infra* décrivent les quantités technique et comptable de linéaires BT (souterrain, torsadé et aérien) mis en service par millésime.

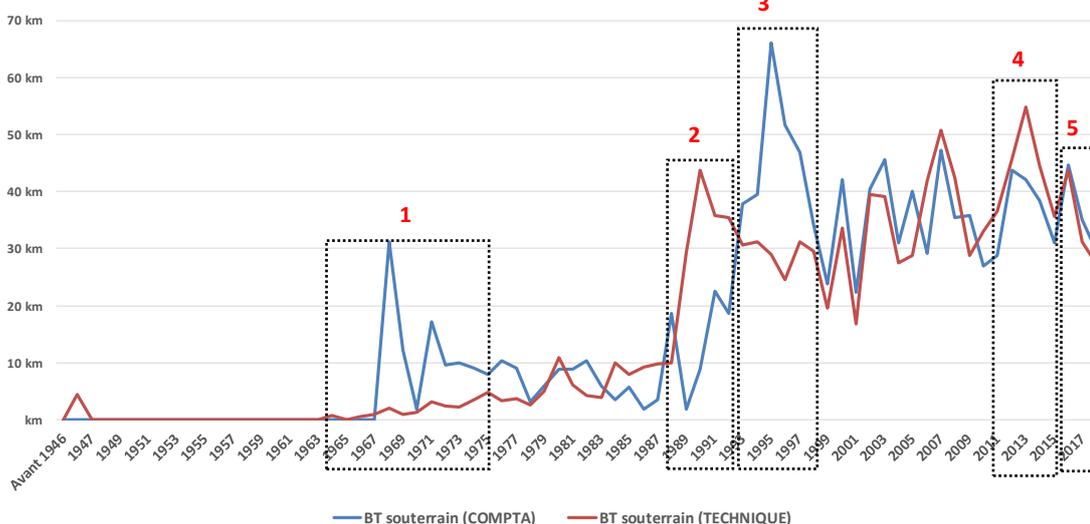
Cette analyse permettra donc de localiser dans le temps l'origine de la divergence entre les quantités comptable et technique du réseau BT, soit pour rappel, d'après les bases technique et comptable à fin 2018 (cf. *supra*) :

- Base technique sous-estimée de 81 km (7%) pour le réseau BT souterrain (39 km et 4% à fin 2014, soit une dégradation par rapport au contrôle précédent) ;
- Base comptable sous-estimée de 837 km (34%) pour le réseau BT torsadé (863km et 36%, soit une amélioration par rapport au contrôle précédent) ;
- Base technique sous-estimée de 577 km (174%) pour le réseau BT aérien nu (écart quasiment identique par rapport au contrôle précédent).

2.2.3.1 Cohérence par millésime du réseau BT souterrain

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau BT souterrain :

Cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau BT souterrain à fin 2018



Le graphique *supra* fait clairement ressortir que (constats identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents) :

- Les divergences entre les linéaires technique et comptable sont récurrentes, et ce quel que soit le millésime considéré ;
- Qu'entre les millésimes 1968 et 1979 (1), il y a eu une période de surimmobilisation comptable, sans qu'aucun élément de réponse ne puisse être avancé ;
- Qu'à l'inverse, au début des années 1990 (2), il y a eu une importante sous-immobilisation comptable, correspondant vraisemblablement à un retard dans le processus d'immobilisation comptable (cf. éléments d'explication relatifs à l'ouragan Hugo de 1989 d'EDF-SEI *infra*) ;
- Que juste après cette période (3), il y a eu une surimmobilisation comptable, correspondant vraisemblablement au rattrapage comptable de la période (1) ;
- Qu'entre les exercices 2010 et 2015 (4), il y a eu à nouveau une période de sous-immobilisation comptable.

A noter toutefois que, comme dans le cas de la HTA, les linéaires comptables de ces millésimes ne sont pas encore complètement figés à fin 2016. En effet, EDF-SEI peut être amené à

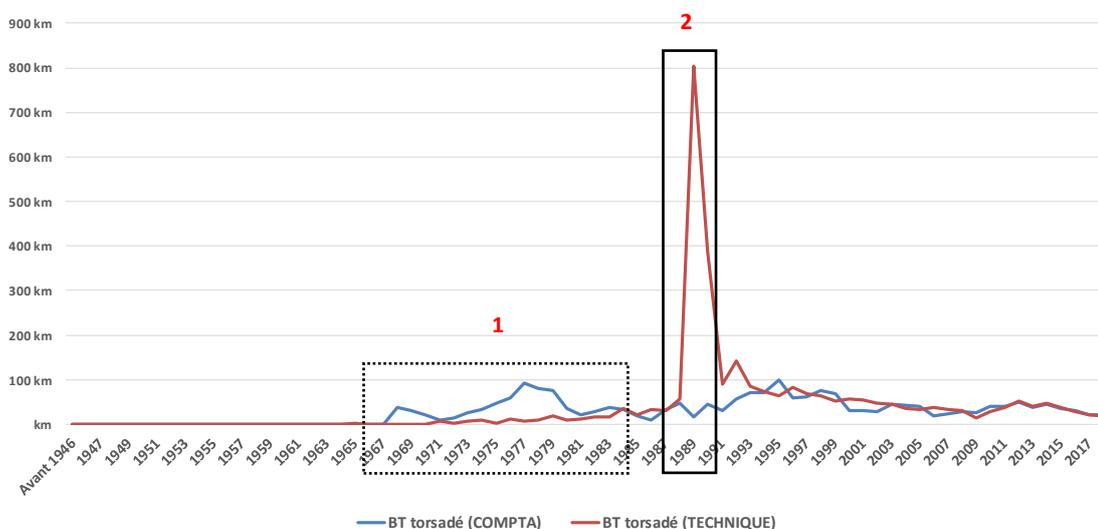
effectuer des mises à jour dans ses bases comptables plusieurs années après la mise en service technique effective de l'ouvrage (donc plusieurs années après la mise à jour de la base technique), comme cela a été explicité *supra*. En effet, l'ensemble des éléments comptables et financiers nécessaires à la correcte immobilisation des ouvrages n'est pas forcément encore connu ou définitif dans l'année suivant la mise en service technique. Les écarts constatés lors du contrôle précédent ont été diminués sur cette période ;

- Que lors du dernier exercice au contraire (5), on constate une surimmobilisation comptable qui peut correspondre à un délai d'intégration des linéaires dans la base technique.

2.2.3.2 Cohérence par millésime du réseau BT torsadé

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau BT torsadé :

Cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau BT torsadé à fin 2018



Le graphique *supra* fait clairement ressortir que (constats identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents) :

- Qu'entre les millésimes 1968 et 1984 (1), la dépose comptable ne s'est pas faite (alors que techniquement, de la dépose s'est faite dans la base technique), ce qui pose clairement question sur la réaffectation des provisions pour renouvellement ;
- Un pic important sur le millésime 1989 (2), correspondant à une très forte sous-immobilisation comptable (1202 km de réseau BT torsadé nu immobilisés dans la base technique contre 62 km seulement dans la base comptable), **et cela sans qu'il n'ait été constaté de quelconque rattrapage d'immobilisation comptables au cours des années suivantes ;**

EDF-SEI a justifié que les pics d'écarts les plus significatifs correspondaient à des événements climatiques majeurs dans l'histoire de la Guadeloupe (1989 : Ouragan Hugo) qui ont eu pour suite des opérations massives de reconstruction en mode dégradé, cause probable de ces pics d'écart entre les bases. Ainsi, EDF-SEI aurait mis à jour ses bases techniques (SIG) mais pas ses bases comptables.

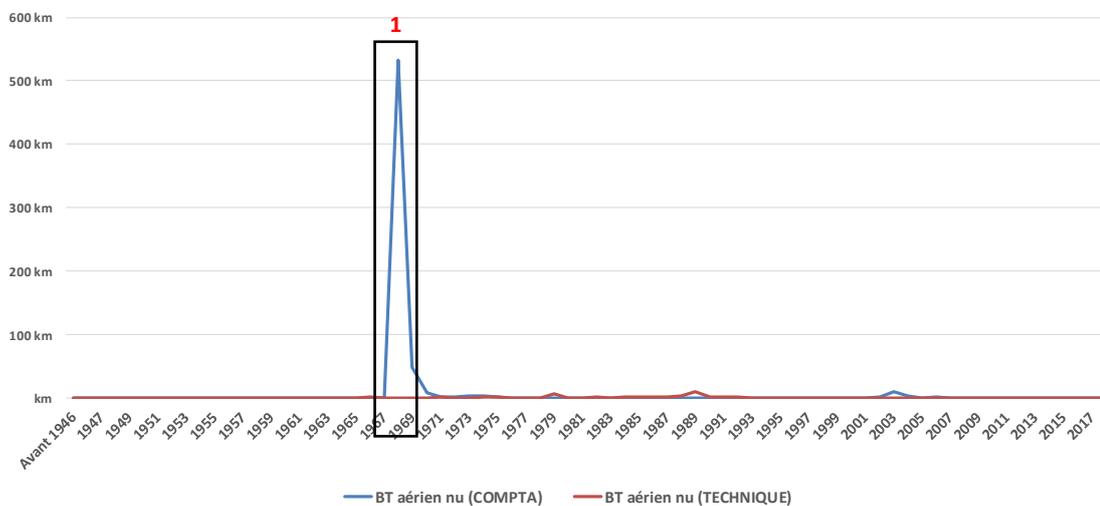
A noter que les remarques sur la prise en compte de la dépose effectuées sur la HTA dans la base technique mais pas dans la base comptable restent également valables pour la BT (cf. *supra*).

Malgré de multiples demandes et la transmission d'éléments de calculs précis justifiant ces constats d'incohérences entre bases technique et comptable, aucun éclaircissement supplémentaire n'a été avancé par le concessionnaire.

2.2.3.1 Cohérence par millésime du réseau BT aérien nu

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau BT aérien nu :

Cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau BT aérien nu à fin 2018



Le graphique *supra* fait clairement ressortir que (constats identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents) :

- Hormis un « pic » important en 1968 (cf. point suivant), Les divergences entre les linéaires technique et comptable sont faibles.
Précisons toutefois que les linéaires de réseau BT aérien nu mis en service sont faibles voir nuls sur l'ensemble des millésimes analysés ;
- Un pic important sur les années 1968 et 1969 (1), correspondant à une absence de dépose dans la base comptable (590 km de réseau BT aérien nu immobilisés dans la base comptable contre 2 km (!!)) seulement dans la base technique), **et cela sans qu'il n'ait été constaté de quelconque rattrapage d'immobilisation technique au cours des années suivantes.**
Comme pour le BT torsadé, cela pose également question sur le devenir des provisions pour renouvellement constituées ;

Là encore, et ce malgré de multiples demandes, EDF-SEI n'a pas avancé la moindre explication permettant de justifier ni ce pic de près de 600 km en 1968, ni les écarts pourtant très importants et anciens.

Les graphiques précédents illustrent la dégradation au fil du temps de la cohérence des bases technique et comptable d'EDF-SEI :

- Les écarts depuis 2003 sont importants, avec une nette aggravation depuis l'exercice 2012. Ces écarts restent quasi-constants depuis 2003 (pas de correction observée) ; ils devront faire l'objet de correction spécifiques ;
- Les écarts dus aux délais d'enregistrement comptable observés en année N ne sont pas résorbés en année N+1 compte tenu de l'allure du graphique *supra* ;
- Comme signalé lors du précédent contrôle, les écarts importants observés, sur les derniers exercices, dus aux enregistrements comptables non terminés, devront être surveillés lors du prochain contrôle.

Une nette dégradation est observée depuis 2003, avec des écarts importants constatés systématiquement pour le millésime de l'année en cours, du fait des délais d'enregistrement dans la base comptable. En outre, il apparaît que ces écarts ne sont pas résorbés lors de l'exercice suivant alors que des corrections étaient pourtant nécessaires.

La cohérence des inventaires par année s'améliore pour les réseaux BT, et notamment les réseaux BT torsadés.

Ce constat nécessite la mise en place rapide de la part du concessionnaire de procédures de fiabilisation et contrôle des flux, comme c'est le cas en métropole chez ENEDIS.

Il convient en outre de rester vigilant sur les fins d'enregistrement comptable du millésime 2015, qui doivent permettre de réduire considérablement les écarts observés pour arriver à des valeurs de l'ordre du pourcent.

2.2.4 Cohérence de la base technique entre les millésimes de pose des réseaux BT et les technologies utilisées

Sur l'inventaire technique du réseau BT, certaines anomalies ont été relevées suite aux contrôles précédents, notamment des incohérences entre les millésimes de pose et les technologies utilisées.

Des éclaircissements avaient été demandés à EDF-SEI suite aux contrôles précédents. Les corrections nécessaires ont depuis été apportées, et **il ne subsiste plus d'anomalies sur la cohérence entre les millésimes de pose et les technologies utilisées.**

En conclusion, EDF-SEI a indiqué que, si au niveau de la Guadeloupe les écarts entre communes ne posent pas de problème au niveau de la valorisation globale de la concession, il reste que les écarts devront être traités à ce niveau pour être circonscrits dans l'espace et le temps.

La mise en cohérence finale des bases IRIS et SIG ne pourra être réalisée qu'une fois l'ensemble ou pour le moins l'essentiel des écarts identifiés et redressés au sein du SIG.

En outre, dans le cadre de la convention entre la FNCCR et EDF-SEI en cours de finalisation, le concessionnaire a prévu d'établir les méthodes de redressement en concertation et en totale transparence, et notamment :

Concernant le flux, EDF-SEI a indiqué travailler sur :

- Un comité de pilotage se réunissant une fois par trimestre travaillant sur la fiabilisation des inventaires techniques et comptables
- Les procédures de remise d'ouvrages ont été aménagées et seront adaptées au fur et à mesure pour garantir la mise à jour concomitante des bases SIG et IRIS. EDF-SEI se rapprochera du Sy.MEG pour examiner comment intégrer les travaux réalisés par la Collectivité dans ces contrôles ;
- EDF-SEI renforce les exigences en matière de cartographie grande échelle à la fois pour répondre à la réglementation en vigueur mais aussi pour être en mesure de contrôler au mieux la cohérence entre les différentes échelles de plans ;
- Mise en place de la procédure de résorption du stock.

En outre, les actions ci-après sont d'ores et déjà lancées :

- Qualification de prestataires supplémentaires pour les travaux cartographiques, afin de faire face à l'augmentation notable de l'activité ;
- Meilleure implication de tous les services en mettant en place un management de la fiabilisation de la cartographie en mode projet. Le chef de projet rendra directement compte au comité de direction ;
- Examen tous les mois et pour chaque chantier des délais de mise à jour dans le SIG et de mise en immobilisation ;
- Mise en place de l'outil PALMIER pour assurer le contrôle de cohérence entre base comptable et technique.

Plus généralement, suite à ce même contrôle effectué sur les exercices précédents, EDF SEI s'était engagé dans la fiabilisation du flux sur l'exercice 2015, l'objectif étant de sécuriser le résultat en 2016 et à entreprendre le traitement du stock à compter de 2017.

Force est de constater que cette résorption des écarts sur le stock n'est pas encore visible dans les résultats de 2018, la procédure de résorption du stock étant complexe et prenant du temps.

2.3 Cohérence des bases concernant les transformateurs HTA/BT

2.3.1 Cohérence globale des bases sur les transformateurs HTA/BT

Les principales valeurs transmises, relatives aux transformateurs HTA/BT sont résumées dans le tableau suivant, présentant la situation à fin 2018 :

Transformateurs HTA/BT	Quantité comptable	Quantité technique	Ecart relatif	
Transformateurs HTA/BT	3 524 u	2 682 u	842 u	27,1%

Tous types de transformateurs confondus, à fin 2018, l'écart relatif est important (842 unités dans le sens d'une sur-représentativité comptable, soit 27 % d'écart).

La base technique fait apparaître 2 661 transformateurs à fin 2016 contre 2 885 transformateurs indiqués à fin 2015. Cette diminution de 224 transformateurs dans la base technique entre les exercices 2015 et 2016 pose question sur la fiabilité de la base technique.

Des explications sont attendues de la part du concessionnaire.

A noter que les transformateurs HTA/BT ne sont toujours pas localisés à la maille communale sur la concession du Sy.MEG, contrairement à la métropole où ils le sont depuis 2015, empêchant toute analyse à la maille communale comme ce qui a été effectué *supra* sur les réseaux.

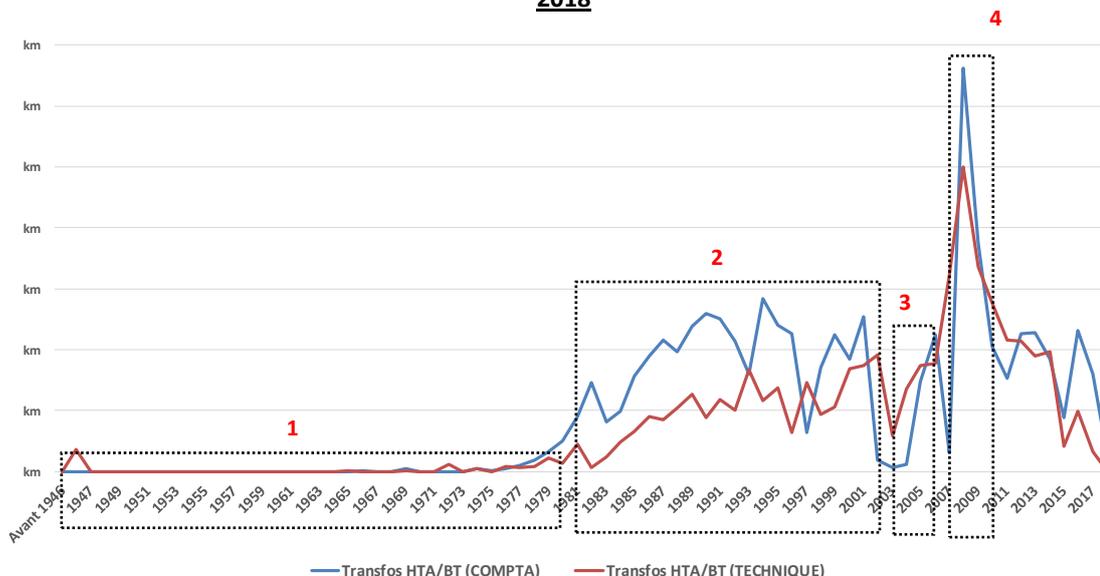
2.3.2 Cohérence des bases par millésime sur les transformateurs HTA/BT

Les graphiques présentés *infra* décrivent les quantités technique et comptable de transformateurs HTA/BT mis en service par millésime.

Cette analyse permettra donc de localiser dans le temps l'origine de la divergence entre les quantités comptable et technique de cette typologie d'ouvrage.

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime des transformateurs HTA/BT :

Cohérence entre les bases technique et comptable par millésime des transformateurs HTA/BT à fin 2018



Le graphique *supra* fait clairement ressortir que :

- Globalement, jusqu'à la fin des années 1970 (1), les écarts entre bases technique et comptable restent relativement contenus. A noter toutefois :
Mis à part sur le millésime 1946, une quasi-absence de transformateur HTA/BT immobilisé

avant le début des années 1980, ce qui peut paraître incohérent avec la réalité du terrain. Ces ouvrages seraient alors vraisemblablement sortis des inventaires. L'explication du fait qu'il en reste si peu antérieur au millésime 1980 (113 dans la base technique, 118 dans la base comptable, soit moins de 5% des stocks à fin 2014) serait vraisemblablement lié au programme d'éradication des PCB ;

- Qu'entre les millésimes 1980 et 2000 (2), il y a eu une période de sur-immobilisation comptable, sans que cela ne corresponde pourtant à un rattrapage comptable compte tenu du fait qu'il n'y a eu que très peu de transformateurs HTA/BT datés techniquement antérieurement au millésime 1980.
Cela pourrait résulter de retraits de transformateurs HTA/BT qui ont été opérés dans la base comptable mais pas dans la base technique sur la période 1980-2000, sans qu'EDF-SEI ne confirme ou n'infirme ce point ;
- Qu'au début des années 2000 (3), il y a eu un creux d'immobilisation de cette typologie d'ouvrage, aussi bien en base technique qu'en base comptable, avec quasiment aucun transformateur immobilisé comptablement, sans qu'aucun élément de réponse ne puisse être avancé ;
- Que depuis le milieu des années 2000 (4), il y a eu à nouveau une période de sous-immobilisation comptable correspondant vraisemblablement au rattrapage comptable de la période (3), avec notamment un fort « pic » d'immobilisation technique et comptable en 2008, en lien avec le programme de résorptions des PCB sur les transformateurs HTA/BT.

A noter également que seulement 2 transformateurs portent le millésime technique 2018 alors que 15 sont datés comptablement du millésime 2018, ce qui paraît étonnant compte-tenu de la fiabilisation des flux a priori opérée récemment par EDF-SEI d'une part (cf. *infra*).

Cela s'expliquerait vraisemblablement par le fait que le millésime technique correspond en fait à la date de fabrication des transformateurs, qui peuvent être posés/déposés plusieurs fois alors que le millésime comptable correspond à la date de pose du transformateur HTA/BT, faussant ainsi la lecture de la cohérence technique et comptable pour cette typologie d'ouvrage.

Cette hypothèse reste toutefois à confirmer ou infirmer par EDF-SEI.

La baisse de 224 transformateurs dans la base technique entre 2016 et 2017 reste toutefois à expliquer par EDF SEI.

3. Analyse de dossiers : fiabilité des inventaires technique et comptable gérés par le concessionnaire

Afin de compléter l'analyse globale des écarts d'inventaire, un échantillon de trente dossiers a été analysé :

- Dix dossiers de raccordement, analysés lors des analyses de dossiers de raccordement ;
- Dix dossiers de déplacement d'ouvrage, analysés lors des analyses de dossiers de déplacement d'ouvrage ;
- 13 dossiers sous maîtrise d'ouvrage du Sy.Meg

Ces dossiers sont l'occasion de vérifier la fiabilité du traitement du flux de dossier pour l'inscription des ouvrages dans les inventaires technique et comptable.

3.1 Présentation des dossiers et champs d'observation

A noter que 3 dossiers en soutirage sous MOA EDF-SEI (n°2, n°8 et n°9) n'ont pu être analysés car non finalisés lors de l'audit sur site :

n°AEC	Type	Numéro dossier	Commune	Libellé précis de l'affaire
1	Injection	D745/010659	LAMENTIN	PTF BT 958 APEX DOM UDCAG-BTS150
2	Injection	D745/009554	LES ABYMES	16-916-URBASOLAR-ZNI-1622
3	Injection	D745/010439	BAIE-MAHAULT	17-939-PV-URBASOLAR-ZNI-2340-BTS240
4	Injection	D745/009211	BAIE-MAHAULT	PA/Raccordement centrale BATTERIE 5 MW
5	Injection	D745/009555	BAIE-MAHAULT	16-915-URBASOLAR-ZNI-1623
6	Injection	D745/009666	LES ABYMES	Raccordement centrale BIOGAZ SYVADE
7	Injection	D745/010256	SAINTE-ROSE	17-935-PV-ALINEA SOLAR FRANCE- BABERT
8	Injection	D745/009552	SAINTE-ROSE	16-917-PV-ENERGIEPOLE QUANTUM-SAINTE ROS
9	Injection	D745/009672	SAINT-FRANCOIS	RACCORDEMENTCENTRALE PV+ stockage
10	Injection	D745/010551	BOUILLANTE	CR BT 947 HALL DES SPORTS BOUILLANTE
1	Soutirage	D745/009676	SAINT-CLAUDE	L3/RAH/RACC SEMSAMAR - Op BELFOND 24 MAI
3	Soutirage	D745/010145	SAINT-CLAUDE	C1/DUD/RACC SEMSAMAR - Op 8LLS FOND VAIL
4	Soutirage	D745/010848	POINTE-A-PITRE	L1/RAD/RACC ESPLANADE PORT DE PECHE LAUR
5	Soutirage	D745/009815	LES ABYMES	C1/RAH/RACC SNC HAROLD - RES LA BELLE EO
6	Soutirage	D745/010260	BAIE-MAHAULT	DEPLT BT SODIPA HORIZON-BTA
7	Soutirage	D745/009612	LES ABYMES	C3/PRA/RACC SIG - OP ILOT P06 RUZAB - 94
10	Soutirage	D745/007120	LES ABYMES	ALIM. HTA/BTS SCI THYBRUM-PRABRTS
1	MOA Sy.MEG	D745/011617	PETIT-CANAL	Extension BTA à Chemin de Bon Air
2	MOA Sy.MEG	D745/011966	BAIE-MAHAULT	Ext BT à LA RETRAITE
3	MOA Sy.MEG	D745/011973	BAIE-MAHAULT	Alim groupe scolaire de CALVAIRE
4	MOA Sy.MEG	D745/011242	LE GOSIER	Extension BTS à Dunoyer
5	MOA Sy.MEG	D745/011118	LES ABYMES	Ext BTS à BAZIN
6	MOA Sy.MEG	D745/011622	CAPESTERRE	Ext BTA à L'HABITUEE
7	MOA Sy.MEG	D745/011584	CAPESTERRE	Ext BTA à CHANGY
8	MOA Sy.MEG	D745/010942	LE GOSIER	Extension BTA à Cocoyer
9	MOA Sy.MEG	D745/011621	LE GOSIER	Extension BTS aux Salines
10	MOA Sy.MEG	D745/010138	LE GOSIER	Extension BTS à BONFILS
11	MOA Sy.MEG	D745/011367	VIEUX-HABITANTS	Extension BTA à Cousinière
12	MOA Sy.MEG	D745/011421	SAINT-CLAUDE	Extension BT à Chemin de Fond Vaillant
13	MOA Sy.MEG	D745/011116	BAILLIF	Extension BT à Morne Mabouya

Ces dossiers ont été analysés en séance avec une visualisation des plans, de l'outil SIG par un chargé d'affaire EDF-SEI ainsi que des fiches de valorisation et d'immobilisation (pour chaque affaire).

Il a été procédé à la vérification de la qualité des procédures internes mises en œuvre par le concessionnaire pour assurer la cohérence entre les données techniques, la cartographie et les données comptables en axant l'analyse sur les points suivants :

- Délai de la mise à jour cartographique ;
- Délai d'enregistrement comptable – l'analyse étant faite dans un rapport distinct ;
- Correcte prise en compte des éléments dans les fiches collectes remplies par le concédant dans l'outil de valorisation des ouvrages (VRG) – *l'analyse étant faite dans un rapport distinct* ;
- Comparaison des valorisations et des coûts réels constatés par chantier – l'analyse étant faite dans un rapport distinct ;
- Cohérence des informations enregistrées entre le plan de récolement et la base technique (SIG) ;
- L'immobilisation de la valeur des ouvrages dans la base comptable.

L'analyse sur site des dossiers s'est tenue le 15 janvier 2020 dans les locaux d'EDF-SEI en Guadeloupe.

Les éléments étudiés ont été les suivants :

- Plans de chacune des affaires ;
- Fiches "Ing-e-pilot" indiquant les ouvrages mis en service et mis hors service ;
- Mouvements vers la base technique : enregistrement des ouvrages posés et déposés dans le Système d'Information Géographique (SIG) ;
- Fiches de valorisation des remises gratuites de chaque affaire (VRG) ;
- Mouvements vers la base comptable : les fiches IRIS pour chaque affaire.

Il a été procédé à un contrôle de la fiabilité de l'outil de gestion des ouvrages à partir d'un échantillon de dossiers précité en analysant les points suivants :

- Le type de poste HTA/BT et ses caractéristiques ;
- La section et la nature des conducteurs ;
- Le type de réseau (aérien, souterrain, torsadé) ;
- Le linéaire des ouvrages posés et déposés.

3.2 Analyse des informations enregistrées dans les inventaires du concessionnaire

L'objet de cette partie est d'analyser, sur chacun des dossiers, les écarts entre les plans de récolement et les informations comptabilisées par EDF-SEI dans l'inventaire comptable et intégrées dans l'inventaire technique (SIG).

3.2.1 Caractéristiques et écarts entre les plans de récolement et la base technique (SIG) des ouvrages posés

Le tableau suivant récapitule les principales caractéristiques techniques des dossiers telles qu'elles figurent dans les plans de récolement et dans les bases du concessionnaire.

Caractéristiques et écarts entre les plans de récolement et la base technique (SIG)

n°AEC	Type	Type d'ouvrage	Quantité SIG	Quantité plan	écart absolu	écart relatif
1	Injection	canalisation BT souterraine	5 m	5 m	0 m	0%
2	Injection	canalisation HTA - câble souterrain	15 m	15 m	0 m	0%
3	Injection	canalisation BT souterraine	86 m	85 m	1 m	1%
4	Injection	canalisation HTA - câble souterrain	536 m	450 m	86 m	17%
5	Injection	canalisation HTA - câble souterrain	99 m	99 m	0 m	0%
6	Injection	canalisation HTA - câble souterrain	288 m	288 m	0 m	0%
7	Injection	canalisation BT souterraine	4 m	5 m	1 m	22%
8	Injection	canalisation HTA - câble souterrain	597 m	597 m	0 m	0%
9	Injection	canalisation HTA - câble souterrain	470 m	491 m	21 m	4%
10	Injection	canalisation BT souterraine	41 m	41 m	0 m	0%
		canalisation HTA - câble souterrain	336 m	336 m	0 m	0%
1	Soutirage	canalisation BT souterraine	267 m	310 m	43 m	15%
		canalisation HTA - câble souterrain	33 m	47 m	14 m	35%
3	Soutirage	canalisation BT souterraine	146 m	4 m	142 m	189%
4	Soutirage	canalisation BT souterraine	149 m	149 m	0 m	0%
5	Soutirage	canalisation BT souterraine	821 m	821 m	0 m	0%
6	Soutirage	canalisation BT - aérien isolé	76 m	76 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	65 m	65 m	0 m	0%
7	Soutirage	canalisation BT souterraine	576 m	569 m	7 m	1%
10	Soutirage	canalisation BT souterraine	1 859 m	1 458 m	401 m	24%
		canalisation HTA - câble souterrain	707 m	733 m	26 m	4%
1	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	105 m	105 m	0 m	0%
2	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	7 m	7 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	92 m	92 m	0 m	0%
3	MOA Sy.MEG	canalisation BT souterraine	203 m	204 m	1 m	0%
4	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	8 m	8 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	50 m	50 m	0 m	0%
5	MOA Sy.MEG	canalisation BT souterraine	63 m	64 m	1 m	2%
6	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	8 m	8 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	113 m	113 m	0 m	0%
7	MOA Sy.MEG	canalisation BT souterraine	163 m	163 m	0 m	0%
8	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	8 m	8 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	152 m	152 m	0 m	0%
9	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	8 m	8 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	70 m	70 m	0 m	0%
10	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	8 m	8 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	98 m	98 m	0 m	0%
11	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	66 m	66 m	0 m	0%
12	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	45 m	45 m	0 m	0%
13	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	40 m	40 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	5 023 m	4 518 m	505 m	10,6%
		canalisation BT - aérien isolé	379 m	379 m	0 m	0,0%
		canalisation HTA - câble souterrain	3 081 m	3 056 m	25 m	0,8%
		TOTAL réseaux	8 483 m	7 953 m	530 m	6,4%

	Ecart non significatif (<1% ou <10m)
	Ecart faible (entre 10m et 20m)
	Ecart important (>20m)

Hormis quelques anomalies identifiées *infra*, les caractéristiques des ouvrages décrites sur les plans de récolement sont globalement correctement reprises dans la base technique du concessionnaire pour les dossiers examinés : globalement, un écart de 6,4% est relevé, essentiellement concentré sur 1 dossier (dossier n°10 en soutirage).

A noter également que le SIG n'intègre pas les éléments techniques quantitatifs en lien avec les branchements (nombre de branchements et linéaire de réseau de branchement notamment).

Les écarts observés provenant de cas de réseaux identifiés dans les plans de récolement mais non intégrés au SIG doivent faire partie des cas de réseaux intégrés à des branchements ; des explications restent attendues du concessionnaire.

L'ensemble de ces anomalies sont pour l'essentiel liées à des retards du cartographe de la saisie des données dans le SIG sur la base du plan de récolement.

Ces anomalies ont été remontées à EDF-SEI pour correction.

3.2.2 Caractéristiques et écarts entre la base technique (SIG) et les immobilisations comptables (restitutions IRIS) des ouvrages posés

Le tableau suivant récapitule les principales caractéristiques techniques des dossiers telles qu'elles figurent dans la base technique du concessionnaire (SIG) et dans la base comptable (sur la base des restitutions IRIS, justifiant et synthétisant les quantités et montants immobilisés dans la base comptable d'EDF-SEI).

Caractéristiques et écarts entre la base comptable (IRIS) et la base technique (SIG)

n°AEC	Type	Type d'ouvrage	Quantité comptabl	Quantité SIG	écart absolu	écart relatif
1	Injection	canalisation BT souterraine	5 m	5 m	0 m	0%
2	Injection	canalisation HTA - câble souterrain	30 m	15 m	15 m	67%
3	Injection	canalisation BT souterraine	85 m	86 m	1 m	1%
4	Injection	canalisation HTA - câble souterrain	537 m	536 m	1 m	0%
5	Injection	canalisation HTA - câble souterrain	99 m	99 m	0 m	0%
6	Injection	canalisation HTA - câble souterrain	288 m	288 m	0 m	0%
7	Injection	canalisation BT souterraine	4 m	4 m	0 m	0%
8	Injection	canalisation HTA - câble souterrain	597 m	597 m	0 m	0%
9	Injection	canalisation HTA - câble souterrain	491 m	470 m	21 m	4%
10	Injection	canalisation BT souterraine	41 m	41 m	0 m	0%
		canalisation HTA - câble souterrain	336 m	336 m	0 m	0%
1	Soutirage	canalisation BT souterraine	43 m	267 m	224 m	145%
		canalisation HTA - câble souterrain	33 m	33 m	0 m	0%
3	Soutirage	canalisation BT souterraine	146 m	146 m	0 m	0%
4	Soutirage	canalisation BT souterraine	150 m	149 m	1 m	1%
5	Soutirage	canalisation BT souterraine	821 m	821 m	0 m	0%
6	Soutirage	canalisation BT - aérien isolé	76 m	76 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	65 m	65 m	0 m	0%
7	Soutirage	canalisation BT souterraine	576 m	576 m	0 m	0%
10	Soutirage	canalisation BT souterraine	1 859 m	1 859 m	0 m	0%
		canalisation HTA - câble souterrain	707 m	707 m	0 m	0%
1	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	105 m	105 m	0 m	0%
2	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	7 m	7 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	92 m	92 m	0 m	0%
3	MOA Sy.MEG	canalisation BT souterraine	204 m	203 m	1 m	0%
4	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	8 m	8 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	50 m	50 m	0 m	0%
5	MOA Sy.MEG	canalisation BT souterraine	63 m	63 m	0 m	0%
6	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	8 m	8 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	113 m	113 m	0 m	0%
7	MOA Sy.MEG	canalisation BT souterraine	163 m	163 m	0 m	0%
8	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	8 m	8 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	152 m	152 m	0 m	0%
9	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	8 m	8 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	70 m	70 m	0 m	0%
10	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	8 m	8 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	98 m	98 m	0 m	0%
11	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	66 m	66 m	0 m	0%
12	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	45 m	45 m	0 m	0%
13	MOA Sy.MEG	canalisation BT - aérien isolé	40 m	40 m	0 m	0%
			4 800 m	5 023 m	223 m	4,5%
			379 m	379 m	0 m	0,0%
			3 118 m	3 081 m	37 m	1,2%
TOTAL réseaux			8 297 m	8 483 m	186 m	2,2%

	Ecart non significatif (<1% ou <10m)
	Ecart faible (entre 10m et 20m)
	Ecart important (>20m)

A noter que la distinction entre sections n'est pas explicite dans IRIS (en tout cas dans les informations mises à disposition), mais que l'information existe a priori dans l'outil de transfert du SIG vers IRIS. Il est bien retrouvé dans IRIS une ligne par type de section, sans que l'information de section n'apparaisse pour autant. L'analyse précédente a été menée en reconstituant les sections pour les lignes IRIS.

Il n'y a quasiment pas d'écart entre les données immobilisées dans la base comptable du concessionnaire (8 297 m) et les données immobilisées dans la base technique (SIG) (8 483 m), soit 2,2%, l'essentiel de l'écart étant concentré sur un seul dossier (n°1 en soutirage).

L'ensemble de ces anomalies sont pour l'essentiel liées à des retards du cartographe dans la saisie des données dans le SIG sur la base du plan de récolement.

Ces anomalies ont été remontées à EDF-SEI pour correction.

L'analyse de la cohérence entre les bases technique et comptable sur l'échantillon reflète donc que ce qui a été constaté globalement, un important travail de fiabilisation des flux, au niveau des bases technique et comptable d'EDF-SEI.

Conclusion

L'analyse des écarts entre inventaires technique et comptable permet de tirer des conclusions **par type de réseaux sur le stock à fin 2018** :

- **Les réseaux HTA** présente des écarts en globale stabilité par rapport aux deux exercices précédents. **L'écart relatif est de 4,5 % à fin 2018, alors qu'il était en amélioration continue depuis 2014. Il s'agit du pire écart d'inventaire sur la HTA depuis 2009. Le travail de fiabilisation du flux qui présentait des résultats sur les derniers exercices mais également le travail de résorption des écarts sur le stock ne se retrouve pas sur cet exercice, ce qui est particulièrement dommageable.**

- A la maille communale par nature de réseaux, les écarts absolus restent significatifs pour les réseaux HTA souterrains, ce qui est d'autant plus problématique compte tenu du linéaire important. En effet, 2 communes présentent à fin 2018 des écarts de réseaux HTA souterrains supérieurs à 50% alors qu'il n'y en avait aucune à fin 2009.

Ces écarts avaient été présentés à EDF-SEI qui s'était à l'époque engagé à améliorer la cohérence des inventaires, en fiabilisant notamment les flux ;

- En outre, l'analyse de la cohérence des bases technique et comptable par millésime de réseau HTA (souterrain et aérien nu) a montré plusieurs « pics » significatifs d'écart entre les 2 bases, notamment sur le millésime 1990 concernant le réseau HTA aérien nu.

EDF-SEI a justifié que les pics d'écarts les plus significatifs correspondaient à des événements climatiques majeurs dans l'histoire de la Guadeloupe (1989 : Ouragan Hugo ; 2007 : Tempête tropicale Dean) qui ont eu pour suite des opérations massives de reconstruction en mode dégradé, cause probable de ces pics d'écart entre les bases.

Ainsi, EDF-SEI aurait mis à jour ses bases techniques (SIG) mais pas ses bases comptables.

Malgré de multiples demandes et la transmission d'éléments de calculs précis justifiant ces constats d'incohérences entre bases technique et comptable, aucun éclaircissement supplémentaire n'a été avancé par le concessionnaire suite au contrôle réalisé en 2017 sur l'exercice 2016.

En outre, EDF-SEI ne justifie en rien le fait de n'avoir pas procédé a posteriori à un rattrapage comptable d'immobilisation. Cela a clairement pour impact de sous-estimer la valeur comptable du patrimoine concédé, impactant notamment le solde des dettes et créances réciproques ;

- Concernant la cohérence des bases selon les technologies utilisées, le contrôle effectué sur les exercices précédents avait fait ressortir un certain nombre d'incohérences.

En particulier, à fin 2013, des linéaires à isolation papier (64 km) présentaient une datation qui semblait erronée car a priori trop récente (postérieure au milieu des années 1980). EDF-SEI avait alors répondu que les corrections allaient être effectuées et qu'une mise à niveau généralisée allait être engagée. En outre, suite aux disparités qui avaient été constatées entre les deux bases sur l'échantillon étudié, la mise en place d'un groupe de travail pour analyser et corriger les écarts sur l'ensemble des deux bases devait être programmée.

Suite au contrôle réalisé sur l'exercice 2018, il ressort que des incohérences demeurent sur 8 km de réseau indiqués en technologie synthétique, qui n'ont toujours pas été corrigés 4 ans après avoir été signalés à EDF SEI.

- Les écarts sur **les réseaux BT** présentent des écarts en globale stabilité par rapport aux deux exercices précédents. **L'écart relatif est de 4,5 % à fin 2018. Par rapport à l'exercice 2013, on peut en effet noter une amélioration de l'écart relatif global qui était de 10,5 % et qui passe à 4,5 % à fin 2018.**
 - A la maille communale par nature de réseaux, les résultats sont différents selon la typologie de réseau BT considérée.
Ainsi, concernant le réseau BT souterrain, une relativement bonne cohérence globale entre les bases technique et comptable est observée, avec cependant quelques disparités entre communes.
Concernant le réseau BT torsadé, la cohérence entre bases est variable et dépend de la commune considérée (cohérence entre bases quasiment parfaite sur Baie-Mahault mais extrêmement mauvaise sur Vieux-Fort et Trois-Rivières), mais le nombre de communes présentant des écarts importants a diminué par rapport à l'exercice précédent. A noter également que le linéaire comptable est systématiquement inférieur au linéaire technique, et ce quelque soit la commune considérée.
Concernant le réseau BT aérien nu, il a été relevé une incohérence importante entre bases, avec une importante sur-immobilisation comptable, et ce quelque soit la commune considérée (linéaire technique immobilisé extrêmement faible, systématiquement inférieur au linéaire comptable). **12 communes ne présentent aucun linéaire dans la base technique alors que c'est pourtant le cas dans la base comptable. Ces dernières étaient toutes déjà dans cette même liste lors du contrôle précédent, et cette même liste avait alors été communiquée à EDF-SEI pour régularisation.)**
 - L'analyse de la cohérence des bases technique et comptable par millésime de réseau BT (torsadé, souterrain et aérien nu) a, comme pour la HTA, montré plusieurs « pics » significatifs d'écart entre les 2 bases, notamment sur le millésime 1990 concernant le réseau HTA torsadé.
EDF-SEI a justifié cela par les mêmes explications que pour la HTA, cf. paragraphe précédent.
En outre, sur le réseau BT aérien nu, il a été observé un pic important sur les années 1968 et 1969, correspondant à une très forte sous-immobilisation comptable (590 km de réseau BT aérien nu immobilisés dans la base comptable contre 2 km (!) seulement dans la base technique), et cela sans qu'il n'ait été constaté de quelconque rattrapage d'immobilisation technique au cours des années suivantes.
Là encore, et ce malgré de multiples demandes, EDF-SEI n'a pas avancé la moindre explication permettant de justifier ni ce pic de près de 600 km en 1968, ni les écarts pourtant très importants et anciens.
- Tous types de **transformateurs HTA/BT** confondus, à fin 2018, l'écart relatif est important, et en dégradation (27 % d'écart contre 25 % d'écart lors de l'exercice précédent) ;
- **La démarche de localisation des transformateurs, entreprise en métropole en 2014 par le concessionnaire ENEDIS, pourrait concerner également la Guadeloupe. Elle pourrait ainsi être accompagnée d'une fiabilisation de l'inventaire des postes pour garantir une démarche adaptée (localisation = opportunité de fiabilisation).**
Ce point doit être soulevé à EDF-SEI lors de la présentation des résultats de cette démarche.

Un échantillon d'une trentaine de dossiers (raccordements en injection, en soutirage, travaux sous maîtrise d'ouvrage Sy.Meg) a été analysé pour vérifier la cohérence des mises en service en bases technique et comptable.

Les principaux écarts proviennent de retards d'intégration dans le SIG par rapport à la base comptable ou inversement. **Cependant, des écarts existent également sur des dossiers pour lesquels les quantités sont renseignées en base technique et comptable, ce qui pose question sur la fiabilisation des flux effectuée.**

Plus généralement, suite à ce contrôle et sur les précédents, EDF SEI s'est engagé dans la poursuite de la fiabilisation du flux sur l'exercice 2018, l'objectif étant de sécuriser le résultat sur cet exercice 2018.

Le traitement du stock peut désormais être envisagé, sachant que la fiabilisation du flux est garantie.

EDF-SEI a également indiqué que, si au niveau de la Guadeloupe les écarts entre communes ne posent pas de problème au niveau de la valorisation globale de la concession, il reste que les écarts devront être traités à ce niveau pour être circonscrits dans l'espace et le temps.

La mise en cohérence finale des bases IRIS et SIG ne pourra être réalisée qu'une fois l'ensemble ou pour le moins l'essentiel des écarts identifiés et redressés au sein du SIG.

En outre, dans le cadre de la convention entre la FNCCR et EDF-SEI en cours de finalisation, le concessionnaire a prévu d'établir les méthodes de redressement en concertation et en totale transparence, et notamment :

Concernant le flux et le stock, EDF-SEI a indiqué travailler sur :

- Une démarche de résorption du stock des écarts d'inventaire, lancée en se basant sur l'outil OASICE. Cette démarche doit permettre la fiabilisation des bases comptables, de la cartographie (en travaillant d'abord sur le réseau HTA puis BT). Fin 2017, 365 dossiers ont été traités, et 3 451 dossiers doivent encore l'être. Le délai de traitement visé est de 3 ans.
- Un travail de cartographie aérienne, lancé à Saint Barthélémy et Saint-Martin et qui pourra être répliqué sur la concession du Sy.Meg, pour corriger et mettre à jour les fonds de plan.
- Les procédures de remise d'ouvrages ont été aménagées et seront adaptées au fur et à mesure pour garantir la mise à jour concomitante des bases SIG et IRIS. EDF-SEI se rapprochera du Sy.MEG pour examiner comment intégrer les travaux réalisés par la Collectivité dans ces contrôles ;
- EDF-SEI renforce les exigences en matière de cartographie grande échelle à la fois pour répondre à la réglementation en vigueur mais aussi pour être en mesure de contrôler au mieux la cohérence entre les différentes échelles de plans.

En outre, les actions ci-après sont d'ores et déjà lancées :

- Des outils : un outil de contrôle de cohérence entre le SIG et IRIS (PALMIER) a été déployé en 2016. Les acteurs de la cartographie y sont formés et un contrôle de second niveau mis en place ;
- Qualification de prestataires supplémentaires pour les travaux cartographiques, afin de faire face à l'augmentation notable de l'activité ;
- Meilleure implication de tous les services en mettant en place un management de la fiabilisation de la cartographie en mode projet. Le chef de projet rendra directement compte au comité de direction ;
- Examen tous les mois et pour chaque chantier des délais de mise à jour dans le SIG et de mise en immobilisation.

A noter que l'analyse des impacts financiers étant faite dans un rapport distinct ;

4. Annexes

4.1 Ecart d'inventaire réseau HTA souterrain

INSEE	Nom commune	Quantité technique	Quantité comptable	Écart absolu	Écart absolu (%)
97101	Les Abymes	178 146 m	182 177 m	4 031 m	2%
97102	Anse-Bertrand	18 667 m	18 191 m	476 m	3%
97103	Baie-Mahault	178 226 m	196 176 m	17 950 m	10%
97104	Baillif	13 078 m	14 309 m	1 231 m	9%
97105	Basse-Terre	36 894 m	40 333 m	3 439 m	9%
97106	Bouillante	17 549 m	14 799 m	2 750 m	17%
97107	Capesterre-Belle-Eau	77 905 m	70 823 m	7 082 m	10%
97108	Capesterre-de-Marie-Galante	14 250 m	12 376 m	1 874 m	14%
97109	Gourbeyre	51 263 m	40 209 m	11 054 m	24%
97110	La Désirade	27 259 m	14 452 m	12 807 m	61%
97111	Deshaises	19 995 m	20 390 m	395 m	2%
97112	Grand-Bourg	52 433 m	36 736 m	15 697 m	35%
97113	Le Gosier	71 064 m	82 840 m	11 776 m	15%
97114	Goyave	18 905 m	24 358 m	5 453 m	25%
97115	Lamentin	47 617 m	40 014 m	7 603 m	17%
97116	Morne-à-l'Eau	65 684 m	108 216 m	42 532 m	49%
97117	Le Moule	83 383 m	59 602 m	23 781 m	33%
97118	Petit-Bourg	66 400 m	63 001 m	3 399 m	5%
97119	Petit-Canal	45 615 m	53 312 m	7 696 m	16%
97120	Pointe-à-Pitre	35 718 m	39 937 m	4 219 m	11%
97121	Pointe-Noire	28 767 m	28 668 m	99 m	0%
97122	Port-Louis	27 933 m	23 257 m	4 676 m	18%
97124	Saint-Claude	20 557 m	32 817 m	12 260 m	46%
97125	Saint-François	69 022 m	69 039 m	17 m	0%
97126	Saint-Louis	35 562 m	68 862 m	33 300 m	64%
97128	Sainte-Anne	63 456 m	62 011 m	1 445 m	2%
97129	Sainte-Rose	81 318 m	100 076 m	18 758 m	21%
97130	Terre-de-Bas	10 291 m	8 529 m	1 762 m	19%
97131	Terre-de-Haut	21 168 m	15 973 m	5 195 m	28%
97132	Trois-Rivières	26 985 m	22 639 m	4 346 m	18%
97133	Vieux-Fort	8 203 m	8 714 m	511 m	6%
97134	Vieux-Habitants	16 243 m	10 118 m	6 125 m	46%

4.2 Ecarts d'inventaire réseau HTA aérien

INSEE	Nom commune	Quantité technique	Quantité comptable	Écart absolu	Écart absolu (%)
97101	Les Abymes	26 205 m	37 514 m	11 309 m	35%
97102	Anse-Bertrand	28 376 m	29 358 m	982 m	3%
97103	Baie-Mahault	9 111 m	10 199 m	1 088 m	11%
97104	Baillif	17 053 m	18 425 m	1 372 m	8%
97105	Basse-Terre	1 188 m	1 403 m	215 m	17%
97106	Bouillante	16 200 m	19 518 m	3 318 m	19%
97107	Capesterre-Belle-Eau	45 500 m	33 622 m	11 878 m	30%
97108	Capesterre-de-Marie-Galante	30 608 m	29 296 m	1 312 m	4%
97109	Gourbeyre	6 097 m	12 881 m	6 784 m	71%
97110	La Désirade	745 m	1 062 m	317 m	35%
97111	Deshaies	5 512 m	6 893 m	1 381 m	22%
97112	Grand-Bourg	18 714 m	16 547 m	2 167 m	12%
97113	Le Gosier	25 351 m	28 051 m	2 700 m	10%
97114	Goyave	16 689 m	17 431 m	742 m	4%
97115	Lamentin	15 922 m	24 700 m	8 778 m	43%
97116	Morne-à-l'Eau	18 732 m	25 378 m	6 646 m	30%
97117	Le Moule	57 975 m	54 477 m	3 498 m	6%
97118	Petit-Bourg	39 338 m	39 720 m	382 m	1%
97119	Petit-Canal	27 577 m	26 874 m	703 m	3%
97120	Pointe-à-Pitre	0 m	4 m	4 m	200%
97121	Pointe-Noire	5 505 m	3 802 m	1 703 m	37%
97122	Port-Louis	9 578 m	9 771 m	193 m	2%
97124	Saint-Claude	16 167 m	16 122 m	45 m	0%
97125	Saint-François	29 403 m	27 634 m	1 769 m	6%
97126	Saint-Louis	24 700 m	25 892 m	1 192 m	5%
97128	Sainte-Anne	48 383 m	51 023 m	2 640 m	5%
97129	Sainte-Rose	23 065 m	28 663 m	5 598 m	22%
97130	Terre-de-Bas	0 m	0 m	0 m	0%
97131	Terre-de-Haut	810 m	1 642 m	832 m	68%
97132	Trois-Rivières	16 031 m	17 208 m	1 177 m	7%
97133	Vieux-Fort	748 m	235 m	513 m	104%
97134	Vieux-Habitants	17 783 m	22 337 m	4 554 m	23%

4.3 Ecarts d'inventaire réseau BT souterrain

INSEE	Nom commune	Quantité technique	Quantité comptable	Écart absolu	Écart absolu (%)
97101	Les Abymes	123 042 m	134 148 m	11 106 m	9%
97102	Anse-Bertrand	14 328 m	15 165 m	837 m	6%
97103	Baie-Mahault	181 288 m	185 879 m	4 591 m	3%
97104	Baillif	6 532 m	8 566 m	2 034 m	27%
97105	Basse-Terre	24 574 m	33 914 m	9 340 m	32%
97106	Bouillante	9 340 m	14 742 m	5 402 m	45%
97107	Capesterre-Belle-Eau	35 657 m	38 877 m	3 220 m	9%
97108	Capesterre-de-Marie-Galante	6 972 m	13 252 m	6 280 m	62%
97109	Gourbeyre	25 651 m	25 107 m	544 m	2%
97110	La Désirade	2 378 m	1 740 m	638 m	31%
97111	Deshaies	10 045 m	14 590 m	4 545 m	37%
97112	Grand-Bourg	24 674 m	25 738 m	1 064 m	4%
97113	Le Gosier	75 194 m	80 993 m	5 799 m	7%
97114	Goyave	18 300 m	22 861 m	4 561 m	22%
97115	Lamentin	43 225 m	43 596 m	371 m	1%
97116	Morne-à-l'Eau	23 377 m	29 467 m	6 090 m	23%
97117	Le Moule	50 957 m	46 996 m	3 961 m	8%
97118	Petit-Bourg	70 054 m	70 879 m	825 m	1%
97119	Petit-Canal	12 316 m	14 140 m	1 824 m	14%
97120	Pointe-à-Pitre	52 099 m	66 733 m	14 634 m	25%
97121	Pointe-Noire	6 837 m	10 572 m	3 735 m	43%
97122	Port-Louis	27 871 m	28 758 m	887 m	3%
97124	Saint-Claude	19 952 m	22 417 m	2 465 m	12%
97125	Saint-François	50 341 m	54 129 m	3 788 m	7%
97126	Saint-Louis	13 359 m	14 864 m	1 505 m	11%
97128	Sainte-Anne	49 477 m	50 872 m	1 395 m	3%
97129	Sainte-Rose	55 922 m	54 144 m	1 778 m	3%
97130	Terre-de-Bas	1 859 m	2 422 m	563 m	26%
97131	Terre-de-Haut	3 458 m	3 728 m	270 m	8%
97132	Trois-Rivières	15 969 m	14 215 m	1 754 m	12%
97133	Vieux-Fort	2 835 m	2 440 m	395 m	15%
97134	Vieux-Habitants	10 442 m	11 754 m	1 312 m	12%

4.4 Ecarts d'inventaire réseau BT torsadé

INSEE	Nom commune	Quantité technique	Quantité comptable	Écart absolu	Écart absolu (%)
97101	Les Abymes	274 096 m	210 968 m	63 128 m	26%
97102	Anse-Bertrand	44 404 m	26 931 m	17 473 m	49%
97103	Baie-Mahault	143 639 m	142 115 m	1 524 m	1%
97104	Baillif	42 408 m	27 690 m	14 718 m	42%
97105	Basse-Terre	39 182 m	34 645 m	4 537 m	12%
97106	Bouillante	59 089 m	48 754 m	10 335 m	19%
97107	Capesterre-Belle-Eau	115 343 m	81 961 m	33 382 m	34%
97108	Capesterre-de-Marie-Galante	79 559 m	50 356 m	29 203 m	45%
97109	Gourbeyre	44 221 m	27 903 m	16 318 m	45%
97110	La Désirade	22 965 m	14 410 m	8 555 m	46%
97111	Deshaies	42 539 m	29 650 m	12 889 m	36%
97112	Grand-Bourg	92 975 m	59 719 m	33 256 m	44%
97113	Le Gosier	214 300 m	170 852 m	43 448 m	23%
97114	Goyave	45 200 m	35 756 m	9 444 m	23%
97115	Lamentin	100 986 m	77 250 m	23 736 m	27%
97116	Morne-à-l'Eau	143 927 m	87 099 m	56 828 m	49%
97117	Le Moule	193 178 m	133 914 m	59 264 m	36%
97118	Petit-Bourg	157 353 m	117 045 m	40 308 m	29%
97119	Petit-Canal	82 056 m	52 220 m	29 836 m	44%
97120	Pointe-à-Pitre	28 954 m	27 797 m	1 157 m	4%
97121	Pointe-Noire	62 176 m	37 970 m	24 206 m	48%
97122	Port-Louis	37 348 m	22 055 m	15 293 m	51%
97124	Saint-Claude	62 347 m	46 075 m	16 272 m	30%
97125	Saint-François	161 837 m	107 721 m	54 116 m	40%
97126	Saint-Louis	68 309 m	46 660 m	21 649 m	38%
97128	Sainte-Anne	204 995 m	124 424 m	80 571 m	49%
97129	Sainte-Rose	143 009 m	98 402 m	44 607 m	37%
97130	Terre-de-Bas	6 896 m	6 324 m	572 m	9%
97131	Terre-de-Haut	10 302 m	6 461 m	3 841 m	46%
97132	Trois-Rivières	60 785 m	34 150 m	26 635 m	56%
97133	Vieux-Fort	14 873 m	8 234 m	6 639 m	57%
97134	Vieux-Habitants	63 185 m	37 548 m	25 637 m	51%

4.5 Ecart d'inventaire réseau BT aérien nu

INSEE	Nom commune	Quantité technique	Quantité comptable	Écart absolu	Écart absolu (%)
97101	Les Abymes	5 741 m	60 929 m	55 188 m	166%
97102	Anse-Bertrand	0 m	16 669 m	16 669 m	200%
97103	Baie-Mahault	0 m	25 230 m	25 230 m	200%
97104	Baillif	5 112 m	13 517 m	8 405 m	90%
97105	Basse-Terre	3 594 m	30 346 m	26 752 m	158%
97106	Bouillante	1 499 m	13 717 m	12 218 m	161%
97107	Capesterre-Belle-Eau	6 708 m	34 110 m	27 402 m	134%
97108	Capesterre-de-Marie-Galante	379 m	6 370 m	5 991 m	178%
97109	Gourbeyre	142 m	20 791 m	20 649 m	197%
97110	La Désirade	0 m	3 707 m	3 707 m	200%
97111	Deshaies	165 m	6 638 m	6 473 m	190%
97112	Grand-Bourg	2 232 m	10 503 m	8 271 m	130%
97113	Le Gosier	42 m	12 041 m	11 999 m	199%
97114	Goyave	1 802 m	13 279 m	11 477 m	152%
97115	Lamentin	93 m	15 875 m	15 782 m	198%
97116	Morne-à-l'Eau	0 m	28 042 m	28 042 m	200%
97117	Le Moule	0 m	49 885 m	49 885 m	200%
97118	Petit-Bourg	399 m	36 475 m	36 076 m	196%
97119	Petit-Canal	0 m	17 197 m	17 197 m	200%
97120	Pointe-à-Pitre	2 591 m	17 933 m	15 342 m	150%
97121	Pointe-Noire	312 m	13 002 m	12 690 m	191%
97122	Port-Louis	0 m	21 707 m	21 707 m	200%
97124	Saint-Claude	2 803 m	22 349 m	19 546 m	155%
97125	Saint-François	0 m	26 819 m	26 819 m	200%
97126	Saint-Louis	1 018 m	6 099 m	5 081 m	143%
97128	Sainte-Anne	0 m	24 041 m	24 041 m	200%
97129	Sainte-Rose	630 m	27 303 m	26 673 m	191%
97130	Terre-de-Bas	0 m	2 810 m	2 810 m	200%
97131	Terre-de-Haut	0 m	3 641 m	3 641 m	200%
97132	Trois-Rivières	5 689 m	22 063 m	16 374 m	118%
97133	Vieux-Fort	0 m	2 285 m	2 285 m	200%
97134	Vieux-Habitants	4 194 m	15 625 m	11 431 m	115%

Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe



**Analyse comptable et financière de la concession
Provisions pour renouvellement
Dettes et créances réciproques
Exercice 2018**

Juillet 2020

Sommaire

Introduction générale	3
Description comptable du patrimoine concédé.....	4
1. La valorisation des ouvrages concédés	5
1.1 Définition du périmètre concédé.....	5
1.2 Analyse de la valeur des ouvrages concédés	6
1.3 La valorisation des ouvrages mis en concession	10
1.4 Evolution du patrimoine concédé.....	11
2. L'amortissement et la dépréciation des ouvrages.....	13
2.1 Les principes comptables d'amortissement	13
2.2 Les durées d'amortissement des ouvrages.....	14
2.3 L'amortissement des ouvrages dans l'inventaire	15
3. Les provisions pour renouvellement.....	17
3.1 Principes généraux de constitution des provisions pour renouvellement	17
3.2 Rappel des spécificités comptables des provisions pour renouvellement sur	18
le territoire de Guadeloupe	18
3.3 Les provisions constituées sur les ouvrages concédés	24
3.4 L'évolution des provisions pour renouvellement	27
4. Les droits du concédant.....	31
4.1 Les éléments constitutifs des droits du concédant.....	31
4.2 Calcul des droits du concédant	31
4.3 Les limites du calcul des droits du concédant et des provisions pour renouvellement	33
5. L'estimation du « ticket de sortie »	40
5.1 Définition des dettes et créances réciproques	40
5.2 Estimation du montant du ticket de sortie	42
Analyse de la valorisation des ouvrages sous MOA Sy.MEG.....	44
6. Analyse de dossiers : valorisation des ouvrages	45
6.1 Présentation des dossiers et éléments étudiés	45
6.2 Analyse de la valorisation des ouvrages sous maîtrise d'ouvrage du Sy.MEG.....	46
6.3 Immobilisation des ouvrages	47
6.4 Comparaison entre les coûts réels du Sy.MEG et les valorisations du	49
concessionnaire (VRG)	49
Conclusions	54

Introduction générale

Le contrat de concession du Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe (Sy.MEG) arrivera à échéance au terme de l'exercice 2038. L'article 31 du cahier des charges prévoit les modalités comptables et financières en cas de renouvellement ou de non renouvellement du contrat de concession.

En cas de renouvellement, le concessionnaire devra restituer à l'autorité concédante l'excédent éventuel des provisions pour renouvellement constituées et non utilisées. Le concédant sera tenu en contrepartie d'affecter cette somme à des travaux sur le réseau concédé.

Dans le cas où le contrat n'est pas renouvelé avec l'actuel concessionnaire dans les conditions prévues par le contrat, il est prévu que :

- Le concessionnaire remettra à l'autorité concédante l'ensemble des ouvrages concédés dans « un état normal de service » ;
- Le concessionnaire recevra de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur nette des ouvrages dans la proportion de son financement initial ;
- Le concessionnaire reverse le solde des provisions pour renouvellement constituées et non utilisées ainsi que les amortissements industriels constitués sur la partie de financement des ouvrages du concédant.

En d'autres termes, en cas de non renouvellement du contrat avec le concessionnaire actuel, il devra être réalisé un solde des dettes et créances réciproques. Ce solde correspondra au ticket d'entrée du futur concessionnaire si les dettes du concédant sont supérieures aux dettes du concessionnaire ou du ticket de sortie de l'actuel concessionnaire dans le cas contraire.

L'objet de ce rapport est double. D'une part, il s'agit d'analyser les principales données comptables communiquées par le concessionnaire dans le cadre de ce contrôle effectué sur le mois de janvier 2020 et portant sur l'exercice 2018 et de les mettre en perspective par rapport aux exercices précédents.

D'autre part, il s'agit d'analyser la valorisation des remises gratuites du Sy.MEG, notamment sur la base de l'étude d'un échantillon de dossiers.

La réalisation de cette analyse est basée sur les éléments comptables transmis par le concessionnaire. Par rapport à la demande qui a été faite au concessionnaire, plusieurs éléments n'ont pas été transmis (ou partiellement) tels que le flux détaillé des provisions pour renouvellement. Le concessionnaire oppose un refus à la communication de ces éléments indispensables à l'expertise des valeurs comptables de la concession.

A noter que pour la cinquième fois, un inventaire des ouvrages concédés (ouvrages « localisés » seulement) intégrant les origines de financement par ouvrage, a été transmis par le concessionnaire.

L'analyse de la valorisation des ouvrages sous maîtrise d'ouvrage du Sy.MEG s'est effectuée sur la base d'une étude sur un échantillon de dossiers, préalablement sélectionnés par la collectivité et dont les éléments nécessaires à cette analyse ont été demandés en amont de l'audit sur site au concessionnaire.

Description comptable du patrimoine concédé

1. La valorisation des ouvrages concédés

Le patrimoine concédé se compose de différentes catégories d'ouvrages localisés et non localisés, qui sont exclusivement des immobilisations corporelles, pour des raisons de gestion interne du concessionnaire :

- Les ouvrages **localisés**, comprenant principalement les réseaux HTA, les réseaux BT et les postes HTA/BT, identifiés et valorisés au niveau de chaque commune ;
- Les ouvrages **non localisés**, comprenant les transformateurs, les branchements et les appareils de comptages (à l'exception des compteurs communiquant qui devraient être localisés), gérés globalement au niveau de la concession, **sans identifiant géographique ni suivi quantitatif** (à l'exception des transformateurs qui sont comptablement quantifiés). Ils sont affectés selon une clé de répartition représentative de la concession dans la maille de gestion du concessionnaire.

1.1 Définition du périmètre concédé

Au terme de l'exercice 2018, le Sy.MEG est autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité de 32 communes du département de la Guadeloupe (l'intégralité des communes des îles de Basse-Terre et Grande-Terre, la Désirade, Marie-Galante et les Saintes). Pas de changement de périmètre par rapport à l'exercice précédent.

En outre, les fichiers comptables relatifs à l'exercice 2018 comprenant les origines de financements des ouvrages localisés ont été à nouveau communiqués, après demande complémentaire, ce qui est un point positif, à suivre dans la durée.

L'article 2 du cahier des charges de concession définit les périmètres géographiques, c'est-à-dire le territoire sur lequel le service public est concédé, et le périmètre d'exploitation, c'est-à-dire les limites techniques des ouvrages nécessaires à la gestion du service public.

En outre, conformément à l'article L.2224-31 du Code général des collectivités territoriales, les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du contrat, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 50 kV et les ouvrages de tension supérieure, existant à la date de publication de la loi n 2004-803 du 9 août 2004, non exploités par le gestionnaire du réseau public de transport¹. En outre, les branchements et colonnes montantes font partie du domaine concédé et le décret du 28 août 2007 en a défini leur constitution.

Toutefois, pour les colonnes montantes, deux régimes de propriété sont prévus par le cahier des charges de concession :

- Article 2 « *Les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 50.000 volts qui seront établies par le concessionnaire avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du concessionnaire. Ils comprennent aussi les branchements visés à l'article 15 du présent cahier des charges.* »
- Article 15 : « *La partie des branchements antérieurement dénommés branchements intérieurs, et notamment les colonnes montantes déjà existantes, qui appartient au(x) propriétaire(s) de l'immeuble continuera à être entretenue et renouvelée par ce(s) dernier(s), à moins qu'il(s) ne fasse(nt) abandon de ses (leurs) droits sur les dites canalisations au concessionnaire qui devra alors en assurer la maintenance et le renouvellement.* »

¹ Le décret n° 2005-172 du 22 février 2005 définit la limite entre les ouvrages publics de distribution et le réseau public de transport.

Certaines colonnes, les plus anciennes, appartiennent aux propriétaires des immeubles et ne font pas partie des ouvrages concédés ; d'autres, plus récentes (mises en service après la signature du contrat de concession) ou remises au concessionnaire avant la signature du cahier des charges, font partie intégrante de la concession. Dans ce dernier cas, elles sont entretenues et renouvelées aux frais du concessionnaire.

Conformément aux dispositions de l'article 36 II de la loi du 9 Août 2004, les parties des postes sources transformant la haute tension en moyenne tension et ses accessoires sont la propriété du concessionnaire. Les autres ouvrages des réseaux publics de distribution sont la propriété des collectivités territoriales ou de leurs groupements, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité.

Les ouvrages concédés comprennent également, si de telles solutions sont conformes à l'intérêt général, les moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau, mis en œuvre en accord entre l'autorité concédante et le concessionnaire (cela concerne notamment les câbles HTA immergés entre Capesterre-Belle-Eau à Marie-Galante, entre Rivière-Sens et les Saintes et entre Saint-François et la Désirade).

Les circuits aériens d'éclairage public situés sur les supports de réseau concédé et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau, ainsi que les branchements qui en sont issus font également partie des ouvrages concédés. Leur maintenance et leur renouvellement sont à la charge du concessionnaire ; leur établissement et leur renforcement sont à la charge de la collectivité intéressée.

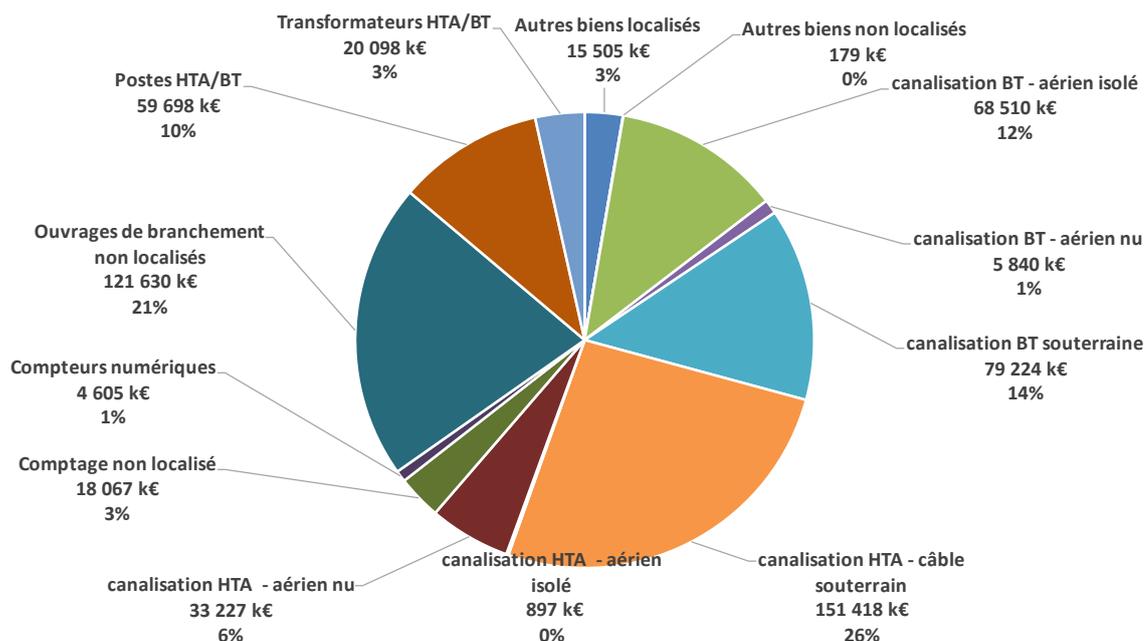
A noter également qu'un inventaire des biens de reprise (biens matériels et immatériels affectés par le délégataire à l'exploitation du service qui pourront être rachetés en fin de contrat, notamment les postes sources, les bases de données technique clientèle, cartographique, etc.), précisant leurs caractéristiques, quantités et valeurs, pourrait être demandé au concessionnaire dans le cadre du contrôle de concession puisque dans le cadre d'autres délégations de service public, le délégataire est tenu d'informer la collectivité délégante sur la valeur et le volume de ces ouvrages.

La valeur des biens de reprise est pourtant loin d'être négligeable, la valeur d'un poste source étant de l'ordre de plusieurs millions d'euros (14 postes sources sont situés et alimentent la concession du Sy.MEG). Le coût des bases de données peut être également significatif, de l'ordre de plusieurs millions d'euros.

1.2 Analyse de la valeur des ouvrages concédés

A fin 2018, le patrimoine de la concession était valorisé à 579 M€ : les réseaux HTA et BT représentent à eux seuls près de 60% des ouvrages concédés. Les branchements, qui sont des ouvrages non localisés, représentent 21% de la valeur des ouvrages.

Décomposition détaillée du patrimoine concédé à fin 2018



La part des ouvrages non localisés représente 28% de la valeur totale des ouvrages :

- Contrairement à la façon dont procède Enedis en métropole, où la détermination de la valorisation comptable des branchements et des appareils de comptage à la maille de la concession se fait par l'intermédiaire d'une clé de répartition, appliquée à des données interrégionales (maille DIR), fonction du nombre de clients, **EDF-SEI immobilise directement les branchements et les comptages à la maille de la concession** (immobilisation sur le code commune « générique » B0761).

A noter également que les colonnes montantes ne sont pour le moment pas immobilisées par EDF-SEI, contrairement à Enedis en métropole ;

- Les transformateurs (3% de la valeur brute) sont des ouvrages non localisés car ils ne sont pas affectés par commune. A la différence des deux autres catégories d'ouvrages non localisés, les transformateurs sont immobilisés mensuellement. Ils sont affectés comptablement à la maille d'exploitation, qui correspond également au territoire de la Guadeloupe, et donc de la concession (ce qui n'est pas toujours le cas en métropole avec Enedis puisque la maille d'exploitation du concessionnaire ne recouvre pas systématiquement strictement le même territoire que celui de la concession).

A noter que des travaux ont été engagés par Enedis en métropole pour localiser à la maille des communes les transformateurs HTA/BT, l'objectif étant de disposer au 1^{er} janvier 2015 d'un inventaire localisé et valorisé des transformateurs HTA/BT à la maille communale. EDF-SEI, contrairement à EDF, n'immobilise pas, du moins pour le moment, les transformateurs HTA/BT à la maille communale.

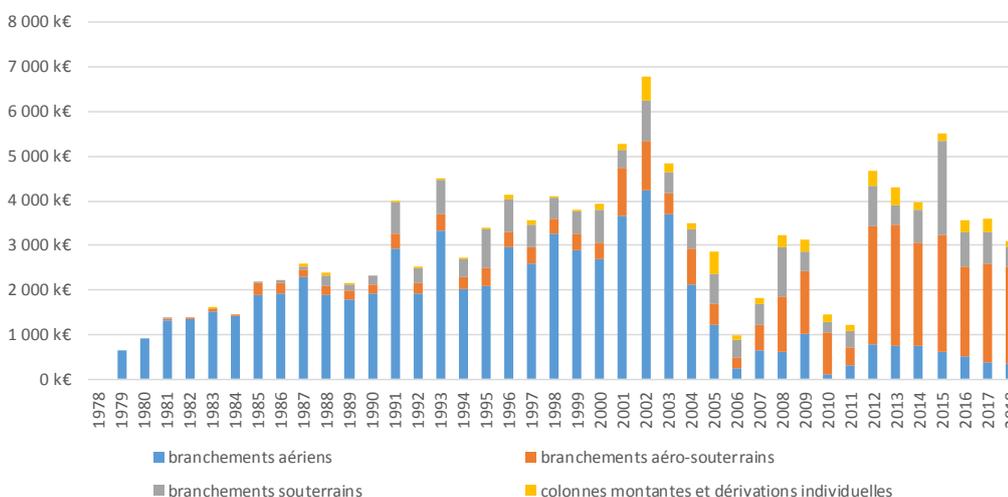
Enedis a poursuivi ses travaux de localisation des ouvrages localisés par celle des colonnes montantes dans le courant de l'exercice 2018 et se poursuivra d'ici à 2024 par la localisation de l'exhaustivité des branchements.

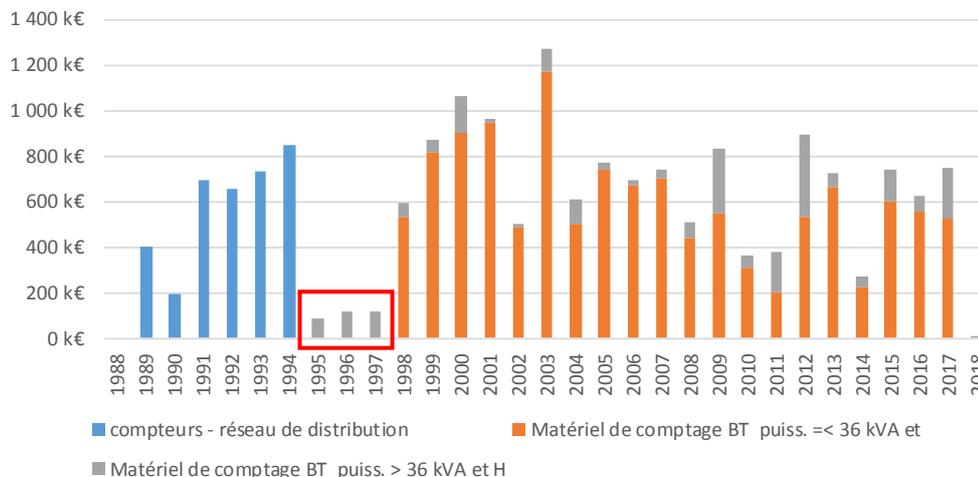
La localisation de ces ouvrages non localisés permettrait d'avoir une connaissance suffisamment précise du patrimoine et permettrait le rapprochement des bases technique et comptable.

Cela pourrait s'effectuer dans le cadre de la réalisation de l'inventaire des postes HTA/BT pour les transformateurs HTA/BT et de la pose des compteurs communicants pour les branchements.

En outre, **pour les branchements et pour les comptages (hors nouveaux compteurs numériques)**, l'inventaire ne présente aucun ouvrage totalement amorti. En effet, le concessionnaire retire automatiquement tous les 1^{er} juillet de chaque année l'ensemble des ouvrages dont la valeur nette est nulle. Les graphiques ci-dessous illustrent que les branchements (durée de vie comptable de 40 ans) et les comptages (durée de vie comptable de 30 ans, sauf les compteurs électroniques <36 kVA posés depuis 1995) les plus anciens sont datés respectivement de 1978 et de 1988 (et 1998 pour les compteurs électroniques <36 kVA) : aucun ouvrage de chaque type n'est en effet recensé avant ces dates.

**Répartition de la valeur brute des branchements par année de mise en service
(source : inventaire comptable à fin 2018)**



Répartition de la valeur brute des comptages par année de mise en service**(source : inventaire comptable à fin 2018)**

Concernant les comptages, les « creux » sur les millésimes 1995-1997, déjà constatés lors des contrôles précédents) sur des compteurs BT< 36 kVA, s'expliquait par le fait que cette typologie est amortie sur 20 ans, et qu'elle est donc automatiquement sortie de l'inventaire comptable à fin 2017 (retrait de valeur brute d'1,9 M€ sur cette typologie d'ouvrages au cours de l'exercice 2017).

En 2018, cela n'est pas constaté sur le millésime 1988 : les compteurs de ce millésime, totalement amortis, ne sont plus « automatiquement » sortis de l'inventaire comptable, contrairement à ce qui se pratiquait précédemment. Aux dires d'EDF-SEI, les comptages ne sont plus « automatiquement » sortis de l'inventaire depuis le déploiement des compteurs numériques : ils sortent de l'inventaire au fur et à mesure des poses de nouveaux compteurs numériques.

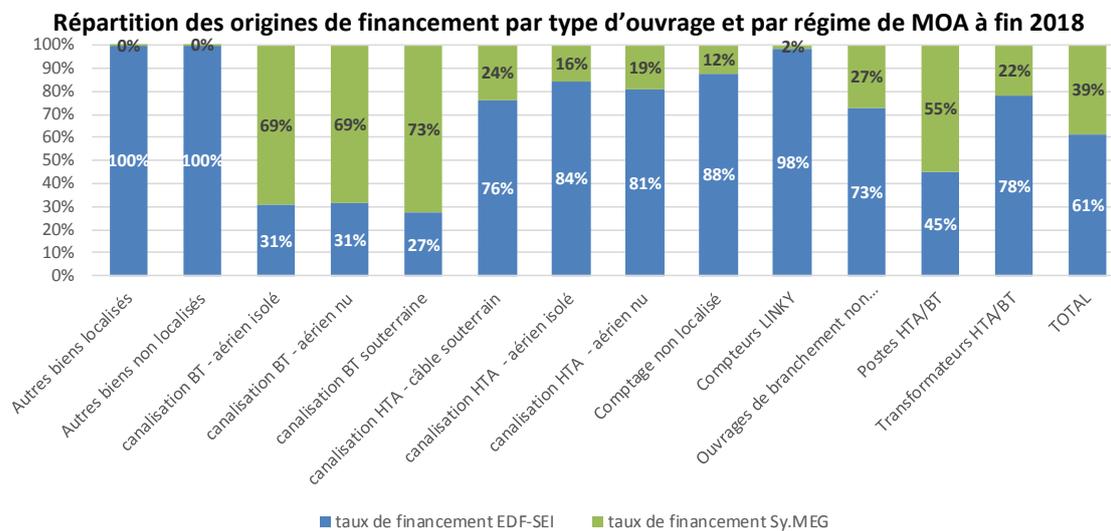
Etabli sur la base de l'inventaire comptable du patrimoine concédé à fin 2018 transmis par EDF-SEI, le tableau suivant détail par typologie d'ouvrage les principales valeurs comptables suivantes :

- Quantité comptable ;
- Valeur brute comptable ;
- Amortissement comptable (au sens de l'amortissement de dépréciation) ;
- Valeur nette comptable ;
- Valeur de remplacement² ;
- Provision pour renouvellement (cf. analyse détaillée *infra*) ;
- Les origines de financement (cf. analyse détaillée *infra*).

Synthèse de l'inventaire comptable à fin 2018 et des origines de financements

(source : inventaire comptable à fin 2018)

à fin 2018	Quantité comptable	Valeur brute	Amortissement	Valeur nette comptable	Valeur de remplacement	Provision pour renouvellement
Autres biens localisés		15 505 k€	6 119 k€	9 387 k€	15 869 k€	19 k€
Autres biens non localisés		179 k€	7 k€	172 k€	180 k€	0 k€
canalisation BT - aérien isolé	2 070 km	68 510 k€	33 146 k€	35 364 k€	97 898 k€	223 k€
canalisation BT - aérien nu	620 km	5 840 k€	5 646 k€	194 k€	17 811 k€	2 k€
canalisation BT souterraine	1 235 km	79 224 k€	28 757 k€	50 467 k€	98 494 k€	252 k€
canalisation HTA - câble souterrain	1 679 km	151 418 k€	53 632 k€	97 786 k€	190 349 k€	3 190 k€
canalisation HTA - aérien isolé	7 km	897 k€	223 k€	674 k€	980 k€	0 k€
canalisation HTA - aérien nu	613 km	33 227 k€	16 270 k€	16 956 k€	44 286 k€	1 062 k€
Comptage non localisé		18 067 k€	11 424 k€	6 643 k€	18 067 k€	0 k€
Compteurs numériques	24 815 u	4 605 k€	127 k€	4 478 k€	4 605 k€	0 k€
Ouvrages de branchement non localisés		121 630 k€	53 251 k€	68 379 k€	151 921 k€	2 614 k€
Postes HTA/BT		59 698 k€	31 766 k€	27 932 k€	73 879 k€	666 k€
Transformateurs HTA/BT	6 453 u	20 098 k€	9 211 k€	10 887 k€	23 259 k€	352 k€
TOTAL		578 898 k€	249 580 k€	329 319 k€	737 597 k€	8 382 k€



² La valeur de remplacement d'un bien à la fin de l'année est le prix que l'entreprise devrait effectivement payer si le bien devait être remplacé à cette date à caractéristiques identiques. Conventionnellement, la valeur de remplacement est égale à la valeur revalorisée obtenue en multipliant la valeur d'origine du bien par un coefficient technique de revalorisation. Cette revalorisation est effectuée chaque année sur toute la période probable d'utilisation du bien. Mais pas au-delà de la date de renouvellement théorique du bien. Les coefficients sont déterminés à partir de chroniques d'indices qui reposent sur l'évolution des prix du matériel et des travaux.

A noter que, malgré de multiples demandes, ces coefficients de revalorisation n'ont pas été communiqués par EDF-SEI.

1.3 La valorisation des ouvrages mis en concession

La valorisation des ouvrages mis à l'inventaire dépend de la répartition de la maîtrise d'ouvrage et des apports financiers des contributeurs. Le tableau suivant présente les principes de valorisation des ouvrages dans l'inventaire :

	Maîtrise d'ouvrage EDF-SEI	Maîtrise d'ouvrage externe
Valeur brute	CAPEX bruts + remises d'ouvrages partielles valorisées avec l'outil VRG	Remise d'ouvrage totale valorisé avec l'outil VRG
Financement EDF-SEI	CAPEX bruts - participations (DO, racc producteurs, ...)	CAPEX bruts (participation article 8, PCT)
Financement concédant	Participations + remise d'ouvrage partielle	Remise d'ouvrage totale - CAPEX bruts

Source : EDF-SEI

Lorsqu'EDF-SEI finance des travaux sous sa maîtrise d'ouvrage ou participe à des travaux réalisés par le syndicat, le montant est valorisé à ses dépenses réelles³. En revanche, lorsque le syndicat ou un tiers réalise une partie des ouvrages et les remet gratuitement au concessionnaire (par exemple une remise de tranchée pour des travaux d'EDF-SEI), leur montant est valorisé avec l'outil de valorisation des remises gratuites (VRG). (cf. analyse en dernière partie de ce rapport).

Lors des travaux de raccordements réalisés par EDF-SEI, les apports financiers des tiers (extension et branchement) ne sont pas immobilisés comme du financement externe lorsqu'ils correspondent à des « contributions ». Ces contributions reçues sont en effets enregistrées en chiffre d'affaire (pas d'immobilisation des contributions reçues en tant que financement externe). Elles sont considérées comme des recettes et apparaissent ainsi dans le compte d'exploitation dans la partie « Produits d'exploitation ». Lorsque les apports financiers des tiers correspondent à des « participations » (facturation hors barème SRU, modification de la solution de branchement), le montant des apports externes est immobilisé en déduction des dépenses du concessionnaire en tant que financement externe.

En outre, concernant les travaux d'extension réalisés par le syndicat, la part couverte par le tarif (PCT) reversée par le concessionnaire au syndicat est, le cas échéant, prise en compte comme du financement.

³ CAPEX brut correspond aux dépenses de capital, c'est-à-dire les investissements

1.4 Evolution du patrimoine concédé

Entre 2017 et 2018, la valeur brute a progressé de +3,5%, soit +19,8 M, passant de 559 M€ à 579 M€.

Le réseau HTA souterrain contribue à l'essentiel de cette hausse (+6,0 M€ de valeur brute par rapport à l'exercice précédent, cf. analyse spécifique des flux comptables menée *infra*).

Globalement, le patrimoine concédé évolue de +3,5% en valeur brute. Cette hausse est particulièrement marquée sur les réseaux BT souterrain et HTA souterrain (respectivement +4,0% et +4,1%).

A souligner également la diminution en valeur brute importante des comptages, qui diminue de -6,8% par rapport à l'exercice précédent, s'expliquant par la sortie automatique de l'inventaire des compteurs électroniques <36 kVA ayant atteint l'âge comptable de 20 ans à fin 2018

Le tableau suivant détaille, par type d'ouvrage, les flux comptables survenus au cours de l'exercice 2017. Pour rappel, la valeur brute 2018 (VB 2018) est correspond à la somme de la valeur brute 2017 (VB 2017), à laquelle s'ajoutent les mises en service 2018 et à laquelle on retranche les mises au retrait 2018) :

$$VB\ 2018 = VB\ 2017 + MES\ 2018 - MAR\ 2018$$

- VB 2017 : Valeur brute à fin 2017 ;
- MES 2018 : flux de mise en service sur l'année 2018 ;
- MAR 2018 : flux de mise au retrait sur l'année 2018 ;
- VB 2018 : Valeur brute à fin 2018.

Tableau de variation des immobilisations comptables entre 2017 et 2018

(source : données de contrôle 2018)

Variation de la valeur brute du patrimoine concédé au cours de l'exercice 2018	Valeur brute au 31/12/2017	Apports EDF nets	Apports externes nets (concédant et tiers)	Retraits en valeur brute	Valeur brute au 31/12/2018
Autres biens localisés	13 400 k€	2 269 k€	0 k€	-164 k€	15 505 k€
Autres biens non localisés	21 k€	158 k€	0 k€	0 k€	179 k€
canalisation BT - aérien isolé	67 212 k€	749 k€	619 k€	-68 k€	68 510 k€
canalisation BT - aérien nu	5 838 k€	8 k€	4 k€	-11 k€	5 840 k€
canalisation BT souterraine	76 207 k€	2 420 k€	626 k€	-27 k€	79 224 k€
canalisation HTA - câble souterrain	145 436 k€	5 528 k€	825 k€	-371 k€	151 418 k€
canalisation HTA - aérien isolé	877 k€	14 k€	7 k€	0 k€	897 k€
canalisation HTA - aérien nu	33 379 k€	234 k€	-8 k€	-378 k€	33 227 k€
Comptage non localisé	19 378 k€	592 k€	0 k€	-1 902 k€	18 067 k€
Compteurs Linky	0 k€	4 607 k€	0 k€	0 k€	4 605 k€
Ouvrages de branchement non localisés	118 805 k€	3 398 k€	95 k€	-668 k€	121 630 k€
Postes HTA/BT	58 572 k€	1 088 k€	133 k€	-92 k€	59 698 k€
Transformateurs HTA/BT	19 954 k€	82 k€	61 k€	0 k€	20 098 k€
TOTAL	559 078 k€	21 148 k€	2 361 k€	-3 680 k€	578 898 k€

A souligner que la formule VB 2018 = VB 2017 + MES 2018 – MAR 2018 est vérifiée pour chaque typologie d'ouvrage, sur la base des données CRAC.

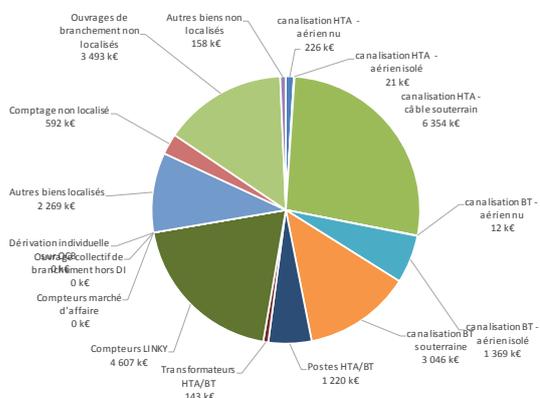
A noter que, contrairement à l'exercice précédent où il avait été constaté, pour la première fois depuis 2012, des retraits comptables de transformateurs HTA/BT (pour un montant se montant à 1,3 M€ sur 2017), cela n'est pas le cas sur 2018. En effet, il était ressorti à l'issue du contrôle portant sur l'exercice précédent qu'EDF-SEI avait amélioré en 2017 son processus de gestion comptable des transformateurs HTA/BT.

Le constat effectué lors du présent contrôle ne corrobore donc pas avec ce qu'avait annoncé EDF-SEI lors du contrôle précédent, à savoir que le plan d'actions de maîtrise de la qualité des bases de données patrimoniales prévoyant la mise sous contrôle des retraits de transformateurs, la première étape

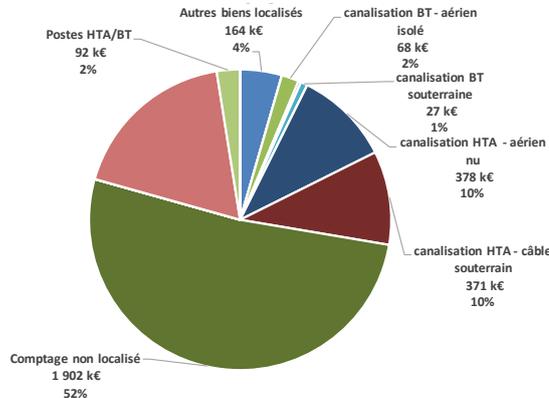
consistant à faire l'inventaire des postes, n'est toujours pas effectif.

Les graphiques *infra* indiquent les décompositions des mises en service et au retrait comptables survenus en 2018 (source : requêtes comptables 2018) :

Décomposition des mises en service comptables 2018



Décomposition des mises au retrait comptables 2018



Ainsi, 23,5 M€ de patrimoine ont été immobilisés comptablement en patrimoine concédé au cours de l'exercice 2018 (19,4 M€ en 2017, 30,4 M€ en 2016, 31,6 M€ sur 2015, 26,4 M€ sur 2014) :

- Les réseaux HTA représentent quant à eux 27% du flux des mises en service comptables sur 2018 (6,6 M€, dont 6,4 M€ de réseaux HTA souterrains) et sont identifiés comme ayant une origine de financement essentiellement par le concessionnaire, le reste étant renseigné comme étant du financement « collectivité et tiers » (hors réaffectation des financements concédant des ouvrages déposés le cas échéant) ;
- Les réseaux BT souterrains représentent 19% des mises en service comptables de l'exercice 2018, soit 4,4 M€. Ils sont principalement renseignés comme ayant une origine de financement concédant, hors réaffectation des financements concédant des ouvrages déposés le cas échéant.

Concernant les mises au retrait, sur les 3,7 M€ de valeur brute sortie de l'inventaire comptable au cours de l'exercice 2018, plus de la moitié de ces retraits concernent des ouvrages qui sortent automatiquement de l'inventaire comptable une fois leur durée de vie comptable atteinte (-1,9 M€ de comptages et -0,7 M€ de branchements/colonnes montantes), ce qui ne reflète donc pas les retraits réellement opérés sur les terrains puisque les ouvrages totalement amortis ne sont évidemment pas déposés physiquement par EDF-SEI.

2. L'amortissement et la dépréciation des ouvrages

2.1 Les principes comptables d'amortissement

La valeur nette comptable des ouvrages correspond à leur valeur brute diminuée des amortissements cumulés et des dépréciations. Selon le Plan comptable général (article 322), « *l'amortissement d'un actif est la répartition systématique de son montant amortissable en fonction de son utilisation.* »

Selon les principes du Plan comptable général (article 393) :

- Pour les ouvrages que le concessionnaire n'a pas financés, il n'est tenu de les amortir (c'est-à-dire passer une dotation d'amortissement en charge) que lorsqu'il existe une obligation contractuelle d'amortir pour le compte du concédant. La constitution d'amortissements sur les ouvrages financés par le concédant crée ainsi une dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant, dont la traduction comptable est la constatation de droits du concédant exigibles en espèce (compte 170) ;
- Lorsqu'il n'existe pas d'obligation d'amortir pour le compte du concédant précisé dans le contrat, la valeur nette des ouvrages doit être dépréciée, mais sans générer de dotations aux amortissements inscrites dans les charges du concessionnaire.

En application de l'article 10 du cahier des charges de concession, le concessionnaire est, dès lors, tenu d'amortir les ouvrages qu'il a financés et les ouvrages qui ont été financés par la collectivité. Toutefois, malgré l'obligation d'amortir les ouvrages financés par le concédant, le concessionnaire n'amortit pas la totalité des ouvrages mis en concession par l'autorité organisatrice. Le tableau suivant récapitule la manière d'amortir d'EDF-SEI.

Charges par type de bien	Amortissement industriel financement EDF-SEI	Amortissement industriel financement concédant
Biens non renouvelables par nature (immeubles, véhicules...)	OUI	NON
Biens renouvelables non ER*	OUI sur durée vie ouvrage	OUI sur durée vie ouvrage
Certains biens renouvelables ER*	OUI sur durée vie ouvrage	NON

* Biens ER = postes HTA / BT et canalisations BT situés dans les communes relevant du régime d'électrification rurale.

EDF-SEI amortit donc ses financements quelle que soit la nature des ouvrages mais il n'amortit que partiellement les financements « concédant » (exception des réseaux BT et postes HTA/BT situés en zone ER). Cela conduit donc à avoir des ouvrages pour lesquels aucun amortissement n'est constitué et, incidemment, à réduire la dette du concessionnaire vis-à-vis de l'autorité organisatrice. En revanche, la valeur nette de ces ouvrages est dépréciée dans l'inventaire. **EDF-SEI ne respecte donc pas le cahier des charges de concession.**

Toutefois, selon le concessionnaire, il ne constitue pas d'amortissement sur ces ouvrages dans la mesure où il a constaté que les renouvellements des ouvrages situés en zone rurale n'étaient réalisés qu'à hauteur de 20% par lui-même, ce qui d'un point de vue fiscal pourrait lui être reproché (idem qu'en métropole avec Enedis).

2.2 Les durées d'amortissement des ouvrages

La durée d'amortissement est définie par le concessionnaire et celle-ci dépend directement de la nature des ouvrages à fin 2018 :

Ouvrages	Durées (ans)
Réseau HTA	40
Sauf réseau immergé	25
Réseau BT	40
Postes HTA/BT	
Bâtiment de poste	45
Appareillage poste maçonné	30
Appareillage poste préfabriqué	30
H61	30
Compteurs	
Mis en service avant 1995	30
BT < 36 kVA mis en service après 1995	20
BT > 36 kVA et HTA mis en service après 1995	25
Branchements	40
Transformateurs	30

2.3 L'amortissement des ouvrages dans l'inventaire

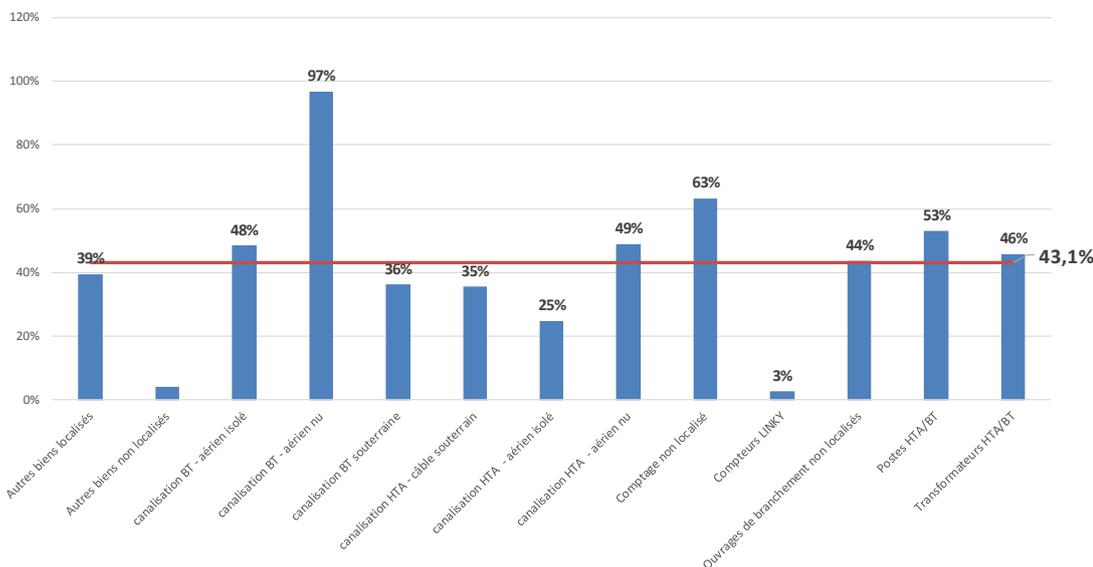
A l'exception des terrains, l'ensemble des ouvrages concédés localisés et non localisés sont dépréciés dans l'inventaire comptable. Pour la première année, **à partir des éléments disponibles, il a été possible de vérifier le niveau des amortissements des financements « concessionnaire » et ceux des financements « concédant » et de recalculer le montant des dotations. En effet, les inventaires transmis comportaient, pour la première fois, la distinction des amortissements par financements ouvrage par ouvrage.**

Le tableau suivant indique seulement le montant des valeurs comptables qui apparaissent dans l'inventaire des ouvrages remis par EDF-SEI, notamment l'amortissement **de dépréciation** :

Synthèse de la valeur brute, de l'amortissement de dépréciation et de la valeur nette comptable par typologie d'ouvrage à fin 2018

à fin 2018	Valeur brute	Amortissement	Valeur nette comptable	Taux d'amortissement
Autres biens localisés	15 505 k€	6 119 k€	9 387 k€	39,5%
Autres biens non localisés	179 k€	7 k€	172 k€	4,0%
canalisation BT - aérien isolé	68 510 k€	33 146 k€	35 364 k€	48,4%
canalisation BT - aérien nu	5 840 k€	5 646 k€	194 k€	96,7%
canalisation BT souterraine	79 224 k€	28 757 k€	50 467 k€	36,3%
canalisation HTA - câble souterrain	151 418 k€	53 632 k€	97 786 k€	35,4%
canalisation HTA - aérien isolé	897 k€	223 k€	674 k€	24,9%
canalisation HTA - aérien nu	33 227 k€	16 270 k€	16 956 k€	49,0%
Comptage non localisé	18 067 k€	11 424 k€	6 643 k€	63,2%
Compteurs LINKY	4 605 k€	127 k€	4 478 k€	2,7%
Ouvrages de branchement non localisés	121 630 k€	53 251 k€	68 379 k€	43,8%
Postes HTA/BT	59 698 k€	31 766 k€	27 932 k€	53,2%
Transformateurs HTA/BT	20 098 k€	9 211 k€	10 887 k€	45,8%
TOTAL	578 898 k€	249 580 k€	329 319 k€	43,1%

Taux d'amortissement par type d'ouvrage et par régime de MOA à fin 2018



La valeur nette des ouvrages concédés s'élève à 329 M€. La dépréciation des ouvrages est faite sur l'ensemble des ouvrages amortissables. Le taux d'amortissement des ouvrages, c'est-à-dire le rapport du montant des dépréciations sur la valeur brute, est le plus élevé pour les comptages (hors compteurs numériques) et les réseaux BT aériens nus, respectivement 63% et 97%. Au niveau de la concession le taux est estimé à 43,1% (42,4% à fin 2017) valeur légèrement en deçà de la moyenne des observations de l'AEC (43,3% en 2017).

Par rapport aux pratiques d'EDF-SEI de ne pas amortir les ouvrages ER (réseaux BT et postes HTA/BT), l'amortissement du financement concédant serait au maximum équivalent à la valeur de la dépréciation présentée dans l'inventaire patrimonial des ouvrages localisés sur les communes ER, soit près de 63 M€ (montant des amortissements de dépréciation affiché par EDF-SEI sur les réseaux BT et les postes HTA/BT sur les communes ER, financement concédant et concessionnaire).

Il ne s'agit donc que d'une valeur maximale théorique puisque le concessionnaire amortit son financement en zone rurale. Cela diminuerait d'autant la dette de la collectivité enregistrée dans les droits du concédant (cf. *infra*).

3. Les provisions pour renouvellement

3.1 Principes généraux de constitution des provisions pour renouvellement

L'article 10 du cahier des charges de concession définit les obligations du concessionnaire en matière de renouvellement :

« Ainsi, les travaux de maintenance, y compris (...) ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement (...), seront financés par le concessionnaire. (...) »

En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, (...) et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées. »

Les provisions pour renouvellement sont constituées seulement pour les biens renouvelables avant le terme de la concession. L'article 36 de la loi du 9 août 2004⁴, qui prime sur le contrat de concession, est venue dispenser le concessionnaire de constituer des provisions pour charges futures de renouvellement à partir du 1^{er} janvier 2005, mettant ainsi fin à une exception dans le paysage des délégations de service public. Ainsi, cette disposition législative a modifié le calcul et le périmètre sur lequel le concessionnaire doit constituer des provisions pour renouvellement. Ainsi, l'article 36 §4 dispose : « *Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession, Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée, concessionnaires de la distribution publique d'électricité, ne sont tenus, au cours et à l'issue des contrats, vis-à-vis de l'autorité concédante, à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours. »*

Les provisions pour renouvellement complètent l'amortissement industriel et elles sont assises sur la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement de la valeur brute des biens, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Le calcul se base sur la période correspondant à la durée théorique d'utilisation du bien. **Les provisions pour renouvellement n'ont pas pour but de financer entièrement le renouvellement d'un ouvrage, mais de couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique.** Les provisions ne peuvent être utilisées que pour renouveler l'ouvrage pour lequel elles ont été constituées, ou bien peuvent être reprises au résultat du concessionnaire si elles deviennent sans objet (dépose de l'ouvrage sans remplacement par exemple).

Les provisions sont disponibles tant que l'ouvrage fait partie des immobilisations. Si le concessionnaire renouvelle l'ouvrage, les provisions sont utilisées. **Si le concessionnaire ne renouvelle pas l'ouvrage (abandon) ou si la dépense du renouvellement est inférieure à la valeur de remplacement servant de base de calcul, les provisions sont reprises au résultat.**

La dotation annuelle aux provisions vient diminuer le résultat et constitue une dette potentielle du concessionnaire envers le concédant inscrite au passif de la concession.

⁴ Loi n° 2004-803 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

3.2 Rappel des spécificités comptables des provisions pour renouvellement sur le territoire de Guadeloupe

Les contrôles précédents ont soulevés un certain nombre d'interrogations concernant les provisions pour renouvellement, et notamment concernant le stock de provisions pour renouvellement à fin 2007 antérieurement constitué : l'analyse détaillée ouvrage par ouvrage du stock de provisions pour renouvellement constituées à fin 2013 avait alors montré que la dotation n'avait été effective qu'à partir de 2008, soit une reprise *a priori* du total des provisions antérieurement constituées à fin 2007.

Il avait été à l'époque demandé des éclaircissements précis à EDF-SEI concernant ce constat ainsi que des explications sur l'impact de la signature du nouveau contrat de concession sur les provisions constituées durant la période couverte par le contrat précédent, et notamment sur le devenir des anciennes provisions.

EDF-SEI avait toutefois indiqué que le précédent contrat de concession ne prévoyait pas de constitution du stock de provision pour renouvellement.

Des éclaircissements complémentaires détaillées ont été apportés à ce sujet au cours d'un contrôle précédent en 2015 et portant sur l'exercice 2014 et sont rappelés *infra*.

3.2.1 Rappel historique sur le contexte des provisions pour renouvellement sur le territoire de Guadeloupe

Le contrat de concession pour la distribution et la fourniture d'électricité a été signé avec le Sy.MEG en 2008.

Le précédent contrat portait sur la distribution d'électricité aux services publics et au public de l'électricité dans le département de la Guadeloupe.

Il avait à l'époque été signé le 15 février 1955 avec l'Etat, autorité concédante pour une durée de 50 ans. L'article 5bis du contrat indique que "*Sont à la charge du concessionnaire les travaux d'entretien et de renouvellement nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement*" et ne comporte pas d'autres obligations.

L'article 36-IV de la loi n° du 9 août 2004 a supprimé pour les concessionnaires de la distribution publique d'électricité toute obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours.

Le contrat de 1955 s'étant achevé en 2005, EDF n'a pas constitué de provision pour renouvellement pour les biens dont l'échéance de renouvellement étant postérieure à 2005. Pour autant, EDF a assuré la continuité du service public et a effectué et financé les travaux de renouvellements.

Le nouveau contrat a été signé en 2008 selon le modèle de cahier des charges des charges de concession de 1992, mis à jour en 2007.

Pour les biens dont la date de renouvellement étant postérieure au terme de l'ancien contrat et qui se situe avant le terme normal du nouveau contrat, il convient à la fois de respecter l'article 10 (cf. *supra*) et de tirer les conséquences de la loi de 2004. Ainsi reconstituer intégralement la provision à la date de signature du nouveau contrat irait nécessairement à l'encontre de la volonté du législateur.

L'article 10 indique que le concessionnaire est tenu de pratiquer des amortissements industriels et des provisions pour renouvellement prenant en considération la valeur de remplacement des immobilisations concernées (cf. *supra*).

EDF-SEI a indiqué suite au contrôle de concession réalisé en 2015 sur l'exercice 2014 qu'il n'est aucunement spécifié que la somme cumulée des amortissements industriels et des provisions comptabilisées sur la période d'exécution du présent contrat doit correspondre à la valeur de remplacement du bien concerné. Une telle disposition reviendrait, en cas de changement de concessionnaire, à ce que le nouveau concessionnaire procède à des amortissements comptabilisés par son prédécesseur sur la période antérieure au contrat, ou à des provisions pour les mêmes montants.

La constitution de la provision pour renouvellement ne peut être envisagée indépendamment de la période d'exploitation relative au contrat, ni du niveau de recettes tarifaires sur cette même période.

Ainsi les modalités retenues pour le niveau de provision prennent en compte la valeur de remplacement du bien et sont cohérentes avec les amortissements comptabilisés sur la période dans la mesure où les provisions couvrent l'écart de revalorisation sur la période du contrat.

Indépendamment du niveau de provision, EDF effectue et finance les travaux de renouvellement.

3.2.2 Précisions sur les mouvements comptables opérés entre 2007 et la date de signature du nouveau contrat

Le cahier des charges de la délégation aux services publics qui liait l'Etat et EDF depuis la nationalisation de la production et de la distribution d'électricité en Guadeloupe en 1975 ne prévoyait pas de constitution de provision pour renouvellement et par conséquent de valeur de renouvellement. Ce cahier des charges prévoyait une remise des ouvrages en état normal d'entretien.

La gestion des immobilisations était néanmoins réalisée dans le système de gestion d'EDF SA adapté à la constitution de provisions pour renouvellement (ou de charges futures).

Au 31/12/2005, date d'échéance de la DSP, il a été décidé de figer, les calculs de valeurs de remplacement et de dotations à la provision pour renouvellement (les valeurs ont été conservées en l'état).

Les biens construits entre la fin de l'ancien cahier des charges et le nouveau n'ouvrent pas droit fiscalement à la déductibilité des provisions pour renouvellement.

Suite à la signature du cahier des charges entre le SIEG (Syndicat Intercommunal d'Electricité de Guadeloupe) et EDF S.A. le 26 janvier 2008 pour une durée de 30 ans, puis son extension à l'ensemble des communes de Guadeloupe en Juin 2008⁵, EDF a engagé une réflexion pour mettre en œuvre la provision pour renouvellement pour les ouvrages dont la fin de vie est antérieure à la fin du nouveau contrat, et ce sans reconstituer les provisions antérieures à la signature puisqu'aux termes du contrat DSP, EDF n'avait pas d'obligation contractuelle de constituer des PR.

Compte tenu d'une part de la variabilité des situations des ouvrages construits (antérieurs à la nationalisation) et d'autre part de la nécessité d'établir une situation conforme à la déductibilité fiscale des provisions, il a été décidé de :

- Redresser les classifications d'ouvrages en anomalie (éléments de production classés en DP)
- Prendre en compte le traitement différencié pour Saint Barthélémy et Saint Martin auparavant incluses dans le département de la Guadeloupe.
- **Prendre comme valeur d'origine du calcul des provisions, la valeur de renouvellement au 31/12/2007 pour les biens dont la date de début d'amortissement était antérieure à 2007.**

Les modalités de détermination des provisions pour renouvellement en fonction des dates de mise en service et des dates de renouvellement sont présentées dans le tableau suivant.

⁵ Hors Saint Barthélémy et Saint Martin

Synthèse du traitement du stock de provisions pour renouvellement et des dotations aux provisions en fonction des dates de mise en service et des dates de fin d'amortissement

Date de début d'amortissement	Date de renouvellement (DR) = date de fin d'amortissement	Assiette de calcul de la provision pour renouvellement	Stock de provision pour renouvellement	Dotation à la provision pour renouvellement en 2008	Dotation à la provision pour renouvellement en 2009 et au-delà
	≤ 12.2005	Non modifiée VR "fin de vie" - VB	Valeur maintenue	Non (bien totalement amorti)	Non (bien totalement amorti)
	≤ 12.2007	Nulle (VRN (a) - VR2007)	Néant	Non (du fait d'une assiette nulle)	Non (bien totalement amorti)
≤ 12.2007	01.2008 ≤ DR ≤ 12.2008	Nulle (VRN - VR 2007 avec l'hypothèse que VRN = VR2007)	Néant	Non (du fait d'une assiette nulle)	Non
≤ 12.2007	01.2009 ≤ DR ≤ 01.2038	VRN - VR2007	Néant	Oui	Oui
≤ 12.2007	02.2038 ≤ DR	VRN - VR2007	Néant	Non	Non
≥ 01.2008	01.2009 ≤ DR ≤ 01.2038	VRN - VB (b)	Néant	Oui	Oui
≥ 01.2008	02.2038 ≤ DR	VRN - VB (b)	Néant	Non	Non

(a) la VR de démarrage est la VR 2007. Le bien étant totalement amorti en 2008, la VR de N-1 n'est pas revalorisée. L'assiette est nulle

(b) la valeur brute d'origine (VB) peut être considérée comme une valeur de remplacement de l'année de mise en service.

De fait il s'agit d'une VR postérieure à la VR2007

L'écrasante majorité des provisions pour renouvellement constituées concerne des ouvrages construits avant 2008 et dont la date de renouvellement est comprise entre 2009 et 2037 (6,3 M€ sur 6,8 M€, cf. histogramme *supra* partie « bleu »).

A noter que, depuis 2008, pour cette classe d'ouvrages renouvelables, l'assiette de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement n'est pas égale au différentiel entre valeur de remplacement de l'année et valeur brute d'origine (VR-VB), comme cela été le cas avant la signature du nouveau contrat et comme c'est le cas par ailleurs en métropole, mais correspond au différentiel entre la valeur de remplacement de l'année de calcul de la dotation et la valeur de remplacement de 2007 (cf. tableau de synthèse des provisions pour renouvellement *supra*). Cela vient donc minorer de façon significative le stock de provisions pour renouvellement étant donné que depuis 2008 la dotation aux provisions annuelle sur cette classe d'ouvrage est moindre, puisqu'elle est assise sur un différentiel « VR-VR2007 » inférieur au différentiel « VR-VB d'origine », en partant de l'hypothèse que, globalement, les valeurs de remplacement de 2007 sont supérieures aux valeurs brutes d'origine des ouvrages construits antérieurement à 2007.

Il pourrait être intéressant à l'avenir de quantifier cette moindre dotation, qui impacte directement la valeur du ticket de sortie de façon défavorable pour la Collectivité ;

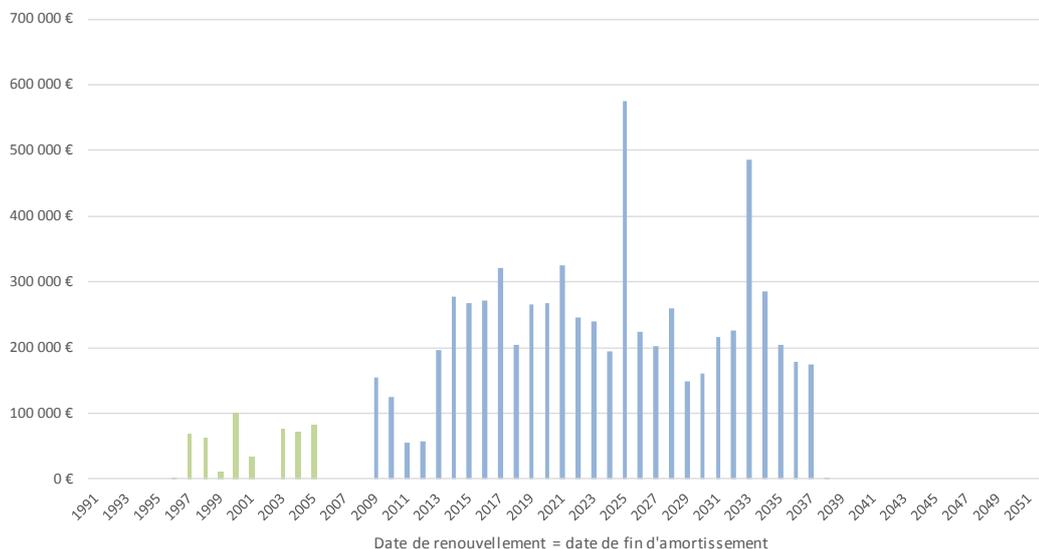
A noter également que les provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages dont la date de renouvellement était antérieure au millésime 2008 ont été figées (cf. histogramme *supra* partie « verte ») à leur valeur à fin 2005.

Le relativement faible niveau du stock de ces provisions s'explique par le fait qu'elles ont à l'époque été dotées avec une hypothèse de fin de contrat à 2005 et sont donc ainsi figées depuis 10 ans.

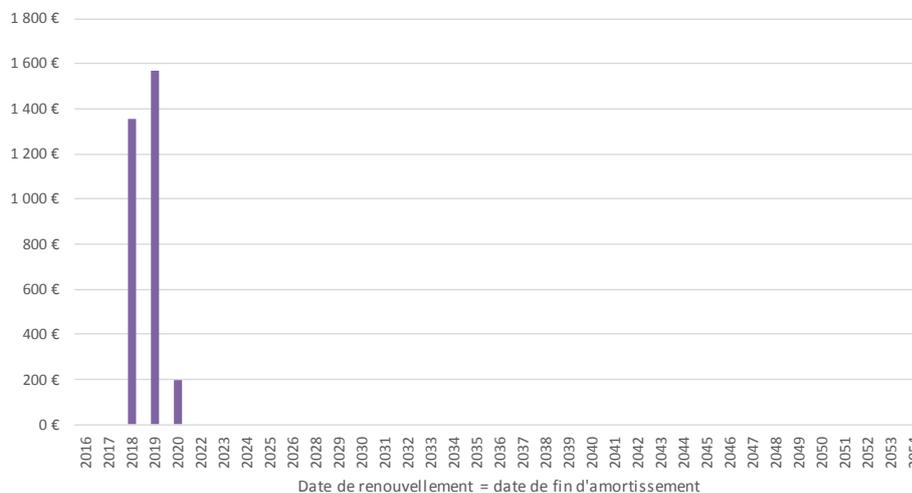
En outre, plus aucune provision entre les millésimes 2006 et 2008, sur un temps correspondant à la période comprise entre la date d'échéance de l'ancienne DSP et le début du nouveau contrat).

Afin de corroborer ces éléments comptables, les histogrammes précisant le stock de provision pour renouvellement en fonction de la date de fin d'amortissement, selon que les ouvrages datent d'avant ou d'après le 31/12/2007, sont indiqués *infra* (avec les mêmes codes-couleurs que le tableau *supra*) :

Provisions pour renouvellement constituées pour les ouvrages construits avant le 31/12/2007 en fonction du millésime de renouvellement



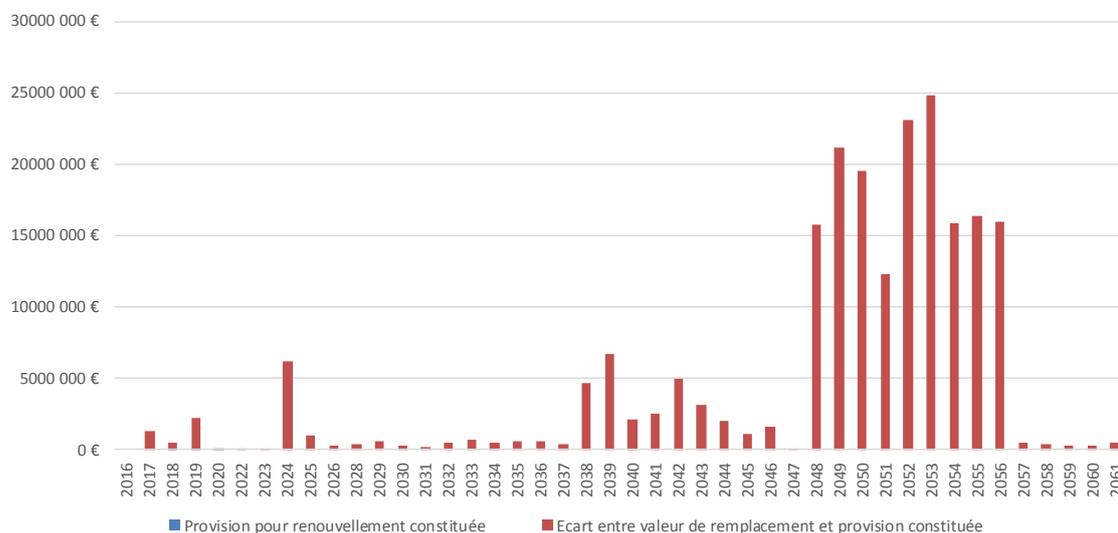
Provisions pour renouvellement constituées pour les ouvrages construits après le 01/01/2008 en fonction du millésime de renouvellement



Le stock de provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages construits après le 01/01/2008 est très faible (3 k€) et cela compte tenu du fait que peu d'ouvrage ont une durée de vie comptable inférieure à 30 ans amenant à une date de renouvellement postérieure à 2038 (cela correspond dans ce cas précis à des organes de téléconduite dont la durée de vie comptable est de 10 ans).

A noter que ce niveau de provisionnement ne couvre absolument pas la différence VR-VB, comme l'illustre le graphique suivant (l'effet d'échelle rend « invisible » le niveau des provisions) :

Provisions pour renouvellement constituées pour les ouvrages construits après le 01/01/2008 , et écart entre valeur de remplacement et provision en fonction du millésime de renouvellement

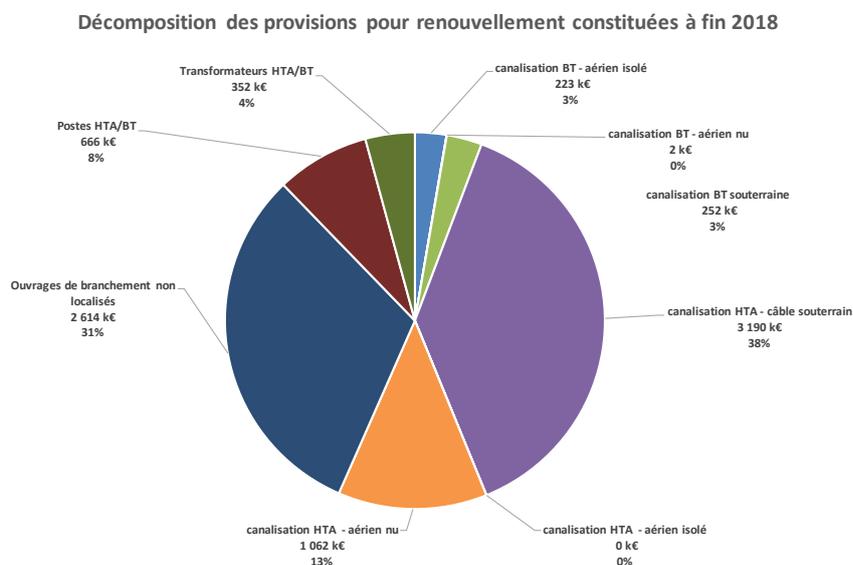


Stock de provision pour renouvellement à fin 2018

Date de renouvellement = date de fin d'amortissement	Ouvrages mis en service jusqu'au 31/12/2007	Ouvrages mis en service à partir du 01/01/2008
1991	0 €	0 €
1992	0 €	0 €
1993	0 €	0 €
1994	0 €	0 €
1995	0 €	0 €
1996	1 373 €	0 €
1997	69 571 €	0 €
1998	63 654 €	0 €
1999	11 736 €	0 €
2000	101 376 €	0 €
2001	34 097 €	0 €
2002	0 €	0 €
2003	78 035 €	0 €
2004	71 177 €	0 €
2005	83 250 €	0 €
2006	0 €	0 €
2007	0 €	0 €
2008	0 €	0 €
2009	153 936 €	0 €
2010	124 108 €	0 €
2011	55 610 €	0 €
2012	56 378 €	0 €
2013	195 810 €	0 €
2014	278 264 €	0 €
2015	267 182 €	0 €
2016	271 397 €	0 €
2017	321 973 €	0 €
2018	203 701 €	1 353 €
2019	266 037 €	1 568 €
2020	268 051 €	195 €
2021	325 686 €	0 €
2022	246 679 €	0 €
2023	239 357 €	0 €
2024	195 036 €	0 €
2025	574 956 €	0 €
2026	224 470 €	0 €
2027	203 140 €	0 €
2028	258 981 €	0 €
2029	148 889 €	0 €
2030	160 969 €	0 €
2031	216 911 €	0 €
2032	226 820 €	0 €
2033	486 294 €	0 €
2034	285 988 €	0 €
2035	204 976 €	0 €
2036	177 415 €	0 €
2037	174 408 €	0 €
2038	1 223 €	0 €
2039	0 €	0 €
2040	0 €	0 €
2041	0 €	0 €
2042	0 €	0 €
2043	0 €	0 €
TOTAL	7 328 916 €	3 116 €

3.3 Les provisions constituées sur les ouvrages concédés

D'après le concessionnaire, le stock de provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés s'élève à près de 8,4 M€ à fin 2018 et est réparti de la manière suivante :



Les provisions pour renouvellement sont pour 65% constituées sur les ouvrages localisés du patrimoine. Les réseaux HTA représentent 51% des provisions constituées et les branchements représentent 31%. La part des réseaux BT est relativement faible avec 6% du total des provisions pour renouvellement, s'expliquant par le fait qu'EDF-SEI ne comptabilise pas de provision pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT situés en zone ER à la maille de la concession.

Provisions sur les appareils de comptage

Depuis 2007, comme le pratique Enedis en métropole, aucune dotation aux provisions n'est constituée sur les appareils de comptage. Le concessionnaire avait évalué que la valeur de remplacement de l'ensemble des appareils de comptage était inférieure à la valeur d'origine de ces ouvrages. En d'autres termes, les coûts de renouvellement estimés des appareils de comptages étaient inférieurs aux coûts d'achat du matériel de comptage lié à la généralisation des appareils électroniques. Par conséquent, l'ensemble des provisions pour renouvellement constituées au 31/12/2006 a été reprise sur l'ensemble des compteurs immobilisés.

Provisions sur les réseaux BT et postes de transformation en zone ER

Actuellement, aucune provision pour renouvellement n'est constituée sur les réseaux BT et postes HTA/BT situés en zone d'électrification rurale au sens du FACE. L'analyse détaillée de l'inventaire des ouvrages localisés permet de vérifier cette absence de provisions pour renouvellement :

Décomposition par type de maîtrise d'ouvrage des provisions pour renouvellement par typologie d'ouvrages constituées sur les ouvrages localisés à fin 2018

	Zone Rurale (ER)	Zone Urbaine (RU)	TOTAL
Réseaux HTA	2 297 k€	180 k€	2 117 k€
<i>dont Sout</i>	2 002 k€	223 k€	1 778 k€
<i>dont Aérien</i>	746 k€	0 k€	746 k€
Réseaux BT	0 k€	251 k€	-251 k€
<i>dont Sout</i>	0 k€	166 k€	-166 k€
<i>dont Torsadé</i>	0 k€	152 k€	-152 k€
<i>dont Aérien nu</i>	0 k€	2 k€	-2 k€
<i>dont EP</i>	0 k€	0 k€	0 k€
Postes HTA/BT	0 k€	545 k€	-545 k€
<i>dont sur poteau</i>	0 k€	2 k€	-2 k€
<i>dont préfabriqué</i>	0 k€	72 k€	-72 k€
<i>dont maçonnés</i>	0 k€	469 k€	-469 k€
<i>dont autres</i>	0 k€	0 k€	0 k€
TOTAL ouvrages localisés (hors "autres")	2 297 k€	976 k€	3 273 k€

En zone d'électrification urbaine, les provisions sont constituées sur l'ensemble des ouvrages dont la date de fin d'amortissement est antérieure à la date de fin de la concession. Il ressort donc que l'ensemble des ouvrages localisés situés sur les communes urbaines sont dotés de provisions pour renouvellement.

En revanche, en zone rurale, les provisions sont bien constituées sur les réseaux HTA, mais les postes et les réseaux BT situés sur ces zones ne sont pas dotés de provisions pour renouvellement. Cette pratique est donc contraire à l'article 10 du cahier des charges de concession.

Ainsi, comme dans le cas de l'amortissement du financement concédant sur les réseaux BT et des postes HTA/BT situés en zone ER (cf. *supra*), et de la même manière qu'en métropole (Enedis), EDF-SEI ne constitue pas de provisions pour renouvellement sur ces ouvrages dans la mesure où il a constaté que les renouvellements des ouvrages situés en zone rurale n'étaient réalisés qu'à hauteur de 20% par lui-même.

En effet, de source Enedis, l'homogénéisation des traitements comptables conduit à constituer pour les biens ER une provision pour renouvellement, à hauteur de l'obligation historiquement observée. Les collectivités concédantes, qui bénéficient en zone rurale des aides du FACE, réalisent majoritairement les travaux d'extension et les travaux de renforcement, incluant le remplacement/renouvellement des ouvrages. Le taux moyen de financement de ces ouvrages par le concessionnaire historiquement observé jusqu'à présent s'établit en moyenne à 20%. En conséquence, les biens ER dont la date de fin de vie est antérieure ou égale à la date de fin de concession, donnent lieu à constitution d'une provision pour renouvellement, assise sur 20% de la différence entre la valeur de remplacement et la valeur brute. La provision est réévaluée 2 fois par an sur la base des retraits et mises en services ayant eu lieu sur la période.

Malgré plusieurs demandes, EDF-SEI n'a communiqué aucun chiffre sur ces 20% de provisions pour renouvellement comptabilisés au niveau national sur les réseaux BT et les postes HTA/BT situés en zone ER.

A noter que cette remarque reste la même concernant l'amortissement du financement concédant sur les ouvrages BT et les postes HTA/BT situés en zone ER.

A souligner également qu'à fin 2018 (comme lors des précédents exercices), sur le périmètre de la concession, EDF-SEI a constitué 1 144 k€ (1 092 k€ à fin 2017) de provisions pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT (situés en zone RU car aucune provision pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT situés en zone ER) :

Ces provisions pour renouvellement concernent uniquement les communes de Basse-Terre et de Pointe-à-Pitre qui sont les 2 seules communes 100% urbaines de la concession.

Toutefois, le constat est une nouvelle fois fait qu'aucune provision pour renouvellement n'est donc comptabilisée sur les communes de Saint-Claude et de Les Abymes qui sont pourtant deux communes mixtes.

EDF-SEI avait répondu sur ce point que les communes de Saint-Claude et des Abymes sont considérées dans le système d'information comme des communes rurale (ER) car l'outil ne sait pas dissocier les ouvrages à une maille infra-communale.

Ainsi, sur ces 2 communes, mécanique comptable de constitution des provisions est identique à celles des autres communes ER (à hauteur de 20% de la provision normale, comme expliqué *supra*, sans qu'EDF-SEI n'ait communiqué le moindre la moindre valeur sur le montant).

Cette réponse n'est toujours pas acceptable dans la mesure où cette façon de procéder ne correspond pas au cahier des charges de concession.

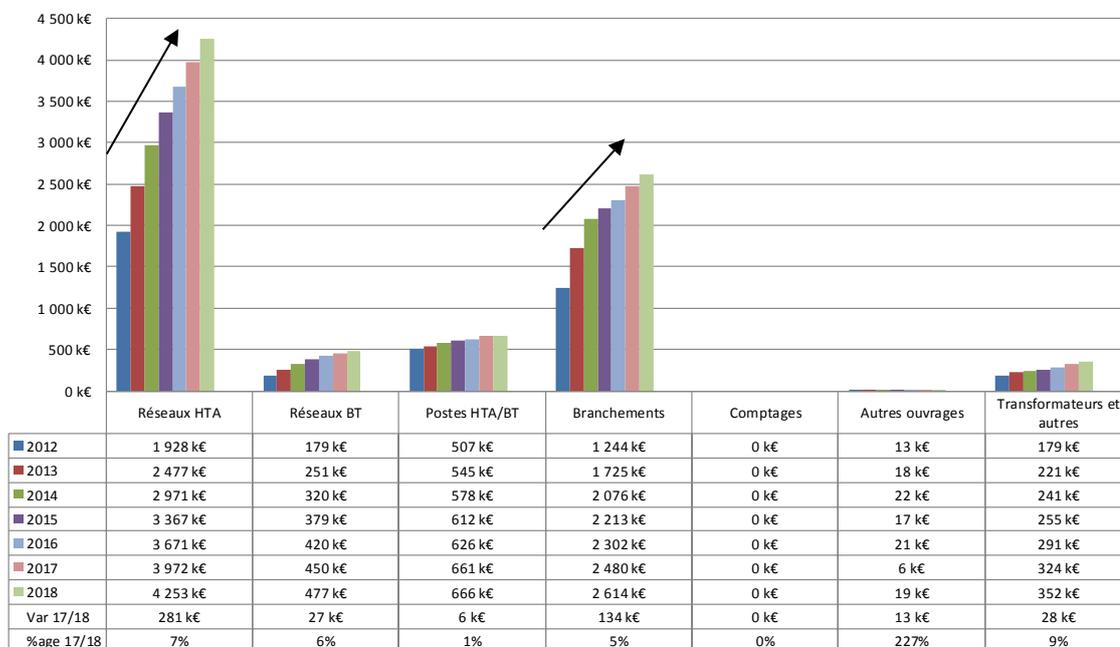
En effet, l'outil de gestion comptable doit de s'adapter au cahier des charges. Dans un premier temps, cela pourrait éventuellement se faire par la création de 2 codes communes distincts permettant de séparer la gestion comptable des communes mixtes selon le régime de maîtrise d'ouvrage, ou bien encore effectuer un calcul de cette provision au *pro rata* des quantités techniques, puisque celles-ci sont disponibles à une maille infra-communale (cf. SIG).

A noter que cette remarque reste la même concernant l'amortissement du financement concédant sur les ouvrages BT situés en zone ER.

3.4 L'évolution des provisions pour renouvellement

Entre 2017 et 2018, les provisions pour renouvellement ont augmenté de +0,5 M€ (soit +6%). Cette hausse s'explique notamment par l'augmentation notable des provisions pour renouvellement constituées sur les réseaux HTA (+281 k€, soit +7%) et sur les branchements (+134 k€, soit +6%).

Evolution des provisions pour renouvellement par type d'ouvrage entre 2012 et 2018



Le stock de provisions pour renouvellement constituées sur les réseaux HTA est en augmentation de +281 k€ (+7%) par rapport à l'exercice précédent. Cette hausse résulte de la constitution de provisions pour renouvellement sur les ouvrages renouvelables avant le terme du contrat de concession.

Concernant les branchements, la hausse des provisions pour renouvellement en 2018 est de +134 k€ par rapport à l'exercice 2017, soit +5% (+89 k€ entre 2015 et 2016 et + 178 k€ entre 2016 et 2017). La hausse des provisions pour renouvellement est liée à la constitution de provisions pour renouvellement sur les ouvrages renouvelables avant le terme du contrat de concession.

Aucune provision pour renouvellement n'est constituée sur les branchements dont le millésime de mise en service comptable est postérieur à 1998.

En effet, la durée de vie comptable d'un branchement étant de 40 ans, les ouvrages postérieurs à 1998 sont qualifiés de « non renouvelables » étant donné que leur année de fin de vie comptable est postérieure à 2038, soit après la fin de contrat de concession (2038).

En outre, il était ressorti lors des précédents contrôles que des provisions pour renouvellement étaient constituées sur des branchements datés de plus de 40 ans. En effet, à l'issu du contrôle portant sur l'exercice précédent, il avait été relevé que 46 k€ étaient constitués sur le millésime 1972, 30 k€ sur le millésime 1973 et 40 k€ sur le millésime 1974. Pourtant, l'analyse détaillée de l'inventaire comptable avait montré que la valeur brute de ces ouvrages était nulle ! (la valeur brute totale des branchements des millésimes 1972, 1973 et 1974 était en effet égale à zéro, mais ils n'avaient pas été « sortis » de l'inventaire comptable).

Cela allait clairement à l'encontre de ce qu'avait déclaré le concessionnaire (cf. *infra*). En effet, ce dernier avait indiqué que l'intégralité de ces provisions pour renouvellement constituées sur les branchements de 1974 (et antérieurement) avaient été réaffectées en tant que financement concédant sur les nouveaux branchements mis en service au cours de l'exercice 2014 (pas de reprise au résultat, ces provisions sont reclassées en droit du concédant).

Le précédent contrôle portant sur l'exercice 2016 avait alors permis de montrer qu'EDF-SEI avait corrigé cela puisque plus aucune provision pour renouvellement n'est constituée sur les branchements totalement amortis (millésimes 1972 à 1977).

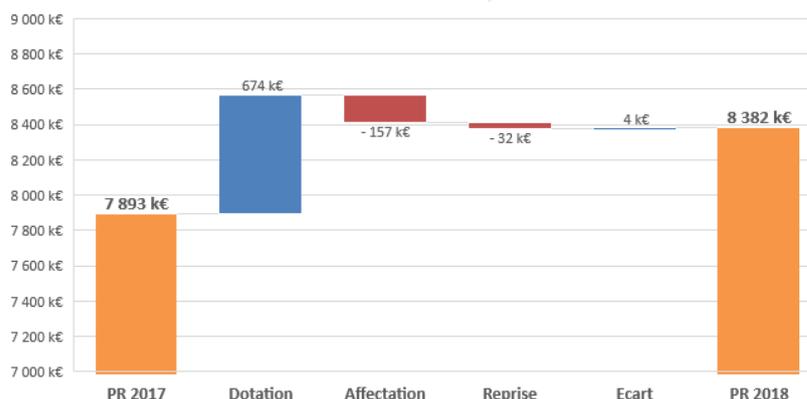
En revanche, contrairement à ce qu'a indiqué EDF-SEI sur le devenir de ces 235 k€ de provisions pour renouvellement qui étaient constitués à fin 2015 sur les millésimes 1972-1975 (à savoir une réaffectation en tant que financement du concédant), les éléments comptables communiqués par EDF-SEI lors du contrôle précédent portant sur l'exercice 2016 montre que ces 235 k€ avait été repris, à tort, au résultat du concessionnaire : cela a été corrigé par EDF-SEI sur l'exercice 2017 (cf. *infra*).

A noter également que, contrairement à ce qui avait été transmis lors des contrôles précédents, le concessionnaire n'a pas transmis, au titre de l'exercice 2018, un tableau de flux des provisions pour renouvellement détaillant, par catégorie d'ouvrage, la variation du stock de provisions pour renouvellement.

En effet, les valeurs des différents flux de provisions pour renouvellement (dotation / reprise / affectation) n'ont été communiquées que globalement, au niveau de la concession.

Variation des provisions pour renouvellement sur 2018

(source : EDF-SEI/AEC)

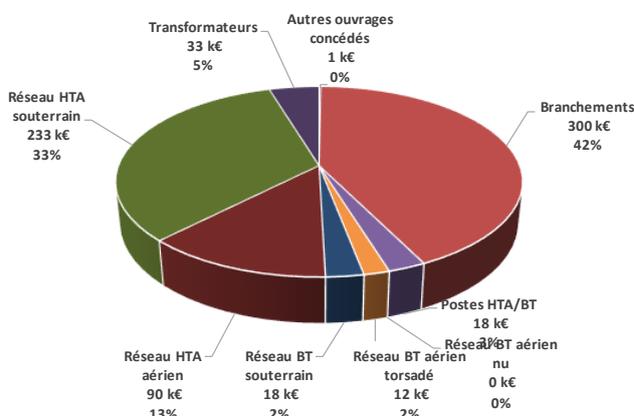


Le graphique *supra*, retranscrivant le tableau de flux, précise en effet, par typologie d'ouvrages :

- Par typologie, d'ouvrage, le rappel du stock de provisions pour renouvellement à fin 2017 (7 893 k€) ;
- La dotation annuelle aux provisions sur 2018 (674 k€) qui n'a pas cette année été communiquée par typologie d'ouvrage.
Pour rappel, en 2017, elle concernait essentiellement, à 42%, les branchements (300 k€) et les réseaux HTA souterrains à 33% (233 k€) :

Décomposition de la dotation aux pour renouvellement, rappel sur 2017

(source : EDF-SEI/AEC)



- Le montant de provisions pour renouvellement reprises au résultat du concessionnaire au cours de l'exercice 2018 a été fourni pour la première fois lors du présent contrôle (précédemment, le flux de reprise au résultat était confondu avec le flux de réaffectation comptable), mais sans distinction de ce montant par typologie d'ouvrage.
Ainsi, 157 k€ de provisions pour renouvellement ont été réaffectées comme du financement concédant sur les ouvrages renouvelés en 2018 ;
- De même, le montant de provisions pour renouvellement réaffectées comme du financement concédant sur les ouvrages renouvelés au cours de l'exercice 2018 a été fourni pour la première fois lors du présent contrôle, mais sans distinction de ce montant par typologie d'ouvrage.
Ainsi, 157 k€ de provisions pour renouvellement ont été réaffectées comme du financement concédant sur les ouvrages renouvelés en 2018 ;
- Le stock de provisions pour renouvellement à fin 2018 (8 382 k€).

4. Les droits du concédant

4.1 Les éléments constitutifs des droits du concédant

Les droits du concédant représentent le droit qu'a le concédant à recevoir gratuitement les biens en fin de concession (contrevaleur en nature) auxquels s'ajoutent une éventuelle dette ou créance en espèce, déterminée selon la répartition du financement des ouvrages au cours du temps entre autorité concédante et concessionnaire. Les droits du concédant sont inscrits au passif du bilan du concessionnaire.

La réforme comptable de la loi du 9 août 2004 a profondément modifié la constitution et la présentation des droits du concédant. Les droits du concédant sont constitués par les comptes suivants :

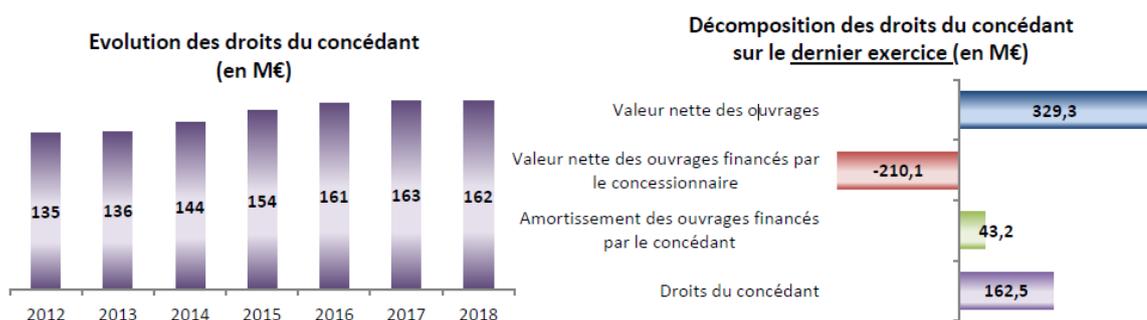
- **Contrevaleur en nature** : Elle correspond à la valeur nette comptable de l'ensemble des biens en concession, quel que soit leur mode de financement ; cette contre valeur traduit l'obligation de remettre les biens au concédant en fin de concession (en cas de non-renouvellement de la concession) ;
- **Créance potentielle en espèces sur le concédant** : En contrepartie de l'inscription de l'ensemble des biens dans la contre valeur en nature, une créance potentielle du concédant correspond à la valeur nette comptable des biens financés par le concessionnaire. Cette créance, d'un montant initialement égal au financement non amorti du concessionnaire, est constatée en moins au passif lors de la mise en service du bien. Elle décroît au cours du temps d'un montant annuel égal à l'amortissement industriel correspondant aux biens financés par le concessionnaire, pour s'éteindre en fin de vie du bien ;
- **Droits potentiels du concédant exigibles en espèces en fin de concession** : Ils correspondent à la valeur cumulée de l'amortissement industriel comptabilisé pour les biens financés par le concédant⁶ calculé sur la durée de vie du bien.

4.2 Calcul des droits du concédant

Les droits du concédant s'appuient sur les données fournies par le concessionnaire à partir du fichier comptable des ouvrages de la concession.

Au 31 décembre 2018, le montant des droits du concédant s'élève à 162,5 M€ en recul de -0,5% par rapport à l'exercice précédent.

Evolution des Droits du concédant sur la période 2012-2018



Droits en nature

Les droits en nature correspondent à la valeur non amortie des biens, soit la valeur nette comptable des ouvrages de la concession. Le patrimoine a augmenté en 2018 de 2,2% par rapport à l'exercice 2017 pour atteindre 329 M€.

⁶ Sauf cas particulier des biens ER

Dettes du concédant envers le concessionnaire

La dette du concédant correspond à la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire. Elle est estimée à 210 M€ à fin 2018, en hausse de 4,6% par rapport à l'exercice précédent.

Droits en espèces

Les droits en espèces correspondent à la part des amortissements réalisés par le concessionnaire des ouvrages financés par le concédant. Le financement du concédant regroupe tous les financements autres que ceux du concessionnaire. Le niveau de ces droits en espèces est évalué à 43 M€ à fin 2018, en augmentation de 3,5% par rapport à fin 2017.

Ceux-ci ne tiennent donc pas compte d'amortissements sur les réseaux BT et postes HTA/BT situés en zone rurale.

4.3 Les limites du calcul des droits du concédant et des provisions pour renouvellement

Les montants des droits du concédant et de ces composantes ainsi que le niveau des provisions pour renouvellement doivent être appréhendés avec quelques réserves.

4.3.1 L'absence d'amortissement et de provisions pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en zone d'électrification rurale

Le concessionnaire ne constitue pas d'amortissement du financement (ni provisions pour renouvellement d'ailleurs, cela n'impactant toutefois pas les droits du concédant, mais uniquement le montant du ticket de sortie, cf. *infra*) sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en zone rurale d'électrification. Cela a un impact direct sur la valeur des droits du concédant en réduisant la dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant puisque la valeur indiquée ne tient pas compte de ces dotations (sous-estimation de l'amortissement du financement concédant).

En outre, lorsque le concessionnaire renouvelle des ouvrages BT situés en zone ER, il n'utilise pas de provisions pour renouvellement puisqu'aucune n'est constituée au niveau concessif. Dans ce cas, lors d'un renouvellement, le nouveau financement est exclusivement du financement concessionnaire, ce qui peut également conduire à sous-estimer la dette du concessionnaire par rapport au concédant.

4.3.2 Les modifications des durées de vie comptable

La collectivité doit rester vigilante sur les modifications des durées de vie comptable des ouvrages. En effet, dans la mesure où la part des ouvrages totalement amortis est relativement conséquente et que les délais entre fin d'amortissement et renouvellement effectif s'allongent, le concessionnaire pourrait modifier la durée d'amortissement de certains ouvrages afin de mettre en adéquation sa capacité de renouvellement avec ses efforts de renouvellement tout en estimant que les ouvrages totalement amortis continuent à rendre le service. La conséquence serait donc une reprise de provisions pour renouvellement puisqu'elles deviendraient sans objet. Dans une moindre mesure, le flux annuel des dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement s'en trouverait également diminué.

C'est ce qui s'est passé récemment en métropole : Enedis a allongé la durée de vie des réseaux BT torsadés en la passant de 40 à 50 ans ainsi que celle des transformateur HTA/BT en l'augmentant de 30 à 40 ans.

En outre, Enedis a également récemment modifié le mode de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement. Cette nouvelle méthode tient compte les probabilités de retrait des ouvrages (en effet, ce n'est pas parce qu'un ouvrage a atteint sa fin de vie comptable qu'il sera forcément retiré du terrain). Cela a un effet mécanique de diminution de la dotation à la provision pour renouvellement.

EDF-SEI a confirmé ne pas avoir effectué de telles modifications comptables, mais la collectivité devra rester vigilante sur le futur.

4.3.3 Décalage entre fin d'amortissement et renouvellement des ouvrages

Si le concessionnaire a fini de constituer des provisions pour renouvellement pour un ouvrage en 2018, aucune provision pour renouvellement ne sera constituée jusqu'à l'échéance du contrat (en supposant également que cet ouvrage n'est pas renouvelé par le concessionnaire). Les provisions constituées sur cet ouvrage perdent annuellement de la valeur puisque leur montant est figé conformément à la réglementation (pas de réactualisation sur la base de la valeur de remplacement pour les ouvrages totalement amortis).

La question ici ne porte pas sur la constitution de provisions pour renouvellement sur les ouvrages totalement amortis, ce qui serait contraire à la réglementation applicable aux provisions pour renouvellement. L'enjeu porte sur le délai entre la fin d'amortissement d'un ouvrage et son renouvellement réel. Plus ce délai sera important, moins la provision constituée sera suffisante pour compléter l'écart de revalorisation entre la valeur historique de l'ouvrage et le coût réel de renouvellement.

Une des conséquences de ce « retard » de renouvellement conduit à accroître la part de financement propre du concessionnaire dans le renouvellement des ouvrages, pour couvrir le coût entre la valeur de remplacement comptable utilisée pour calculer la provision pour renouvellement et le coût réel de renouvellement. Cela augmente la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire et donc la dette du concédant envers le concessionnaire. Cette problématique ne porte que sur les ouvrages localisés. En effet, concernant les ouvrages non localisés, la question de fin de contrat est différente du fait de la pratique comptable du concessionnaire. En effet, tous les ouvrages non localisés totalement amortis au cours d'un exercice sont retirés systématiquement de l'inventaire du patrimoine concédé, même si physiquement ces ouvrages restent physiquement sur le terrain. Dès lors, les provisions pour renouvellement constituées sur ce type d'ouvrage sont soit utilisées et réaffectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés soit reprises au compte de résultat annuellement. En fin de contrat, il n'y a donc plus de provisions pour renouvellement pour les ouvrages non localisés.

Il convient ici de regretter qu'aucune donnée concernant les flux annuels de provisions pour renouvellement par type d'ouvrage, c'est-à-dire les dotations/reprises/réaffectations en tant que financement concédant par typologie d'ouvrage, permettant d'expliquer la variation du stock de provisions pour renouvellement entre 2 exercices donnés, n'a été communiquée par le concessionnaire.

Afin d'éviter cet écueil relatif au délai entre fin d'amortissement et renouvellement effectif des ouvrages, il est donc important que la part des ouvrages totalement amortis dans le patrimoine concédé, non pas en valeur mais plutôt en volume d'ouvrages à renouveler, reste à un niveau relativement maîtrisé et maîtrisable.

4.3.4 La gestion comptable des ouvrages non localisés

Concernant les ouvrages non localisés, la problématique des droits du concédant porte sur deux aspects complémentaires : l'adéquation entre la valeur comptable des ouvrages et la réalité du terrain et par conséquent l'impact sur la dette du concédant envers le concessionnaire.

Sur la question de l'adéquation entre la valeur économique des ouvrages indiquée par le concessionnaire et la réalité du terrain, il faut souligner que les indicateurs de vétusté des ouvrages, tel que le taux d'amortissement, sous-estiment l'âge réel de ces ouvrages, puisque l'âge de l'ouvrage le plus ancien dans l'inventaire comptable correspond à la durée de vie comptable de l'ouvrage. Ainsi, aucun branchement n'est âgé de plus de 40 ans dans l'inventaire comptable.

La pratique du concessionnaire pourrait avoir un impact sur la partie dette du concédant envers le concessionnaire. Puisqu'aucun ouvrage n'est totalement amorti dans l'inventaire, la collectivité doit rester vigilante sur le mécanisme de retrait et de renouvellement de ces ouvrages, l'utilisation et les reprises de provisions ainsi que sur la constitution des amortissements des financements concédant. Théoriquement, le retrait d'ouvrage de l'inventaire a des impacts significatifs sur les droits du concédant en accroissant la part de financement des ouvrages financés par le concédant pour les ouvrages renouvelés.

4.3.5 Le traitement comptable du financement des raccordements

4.3.5.1 Origines de financement des nouveaux branchements

Avec l'entrée en vigueur du barème de raccordement, le concessionnaire ne supporte directement que 40% du coût de l'extension et du branchement (dans le cas de raccordement en soutirage), le reste étant à la charge du pétitionnaire et de la collectivité en charge de l'urbanisme. Avec l'utilisation des tickets, le concessionnaire n'immobilisait pas comme financement concédant ou tiers la partie facturée, mais l'imputait dans son compte de résultat en produit. Avec l'utilisation du barème, la problématique d'immobilisation des financements tiers et concédants demeure. Il résulterait une augmentation de la dette du concédant envers le concessionnaire avec le risque de financer deux fois l'investissement : une fois à travers la facturation du raccordement et une deuxième fois dans le calcul de l'indemnité de fin de contrat.

En outre, lorsque le syndicat assure la maîtrise d'ouvrage d'un raccordement et le finance dans son intégralité, la valorisation comptable retenue par EDF-SEI suite à la remise d'ouvrage peut être différente des coûts réellement engagés par le concédant sur le chantier de raccordement (valorisation au barème VRG), pouvant être en défaveur pour ce dernier.

De plus, la valorisation retenue pour la part de financement concédant sera égale à la différence entre le montant de l'ouvrage valorisé par le concessionnaire (le plus souvent sous-valorisé) et le montant de la réfaction (de l'ordre de 40% des dépenses réellement engagées par le syndicat et remboursés par le concessionnaire au titre de la PCT) alors qu'elle devrait être égale en toute logique à 60% de ces dépenses.

Cela a pour effet de minimiser la créance en espèce du concessionnaire sur la collectivité puisque l'assiette de calcul de l'amortissement du financement du concédant (valeur brute de l'ouvrage, valorisé selon le barème VRG) s'en trouve le plus souvent réduite. Cela impacte ainsi directement les droits du concédant.

4.3.5.2 Réaffectation des financements concédants (amortissement du financement du concédant et provision pour renouvellement) sur les renouvellements de branchements

EDF-SEI gère les branchements, ouvrages non localisés, en masse financière, de la même façon qu'Enedis en métropole.

En outre, lorsqu'un branchement est totalement amorti, il sort automatiquement de l'inventaire comptable. Ainsi, dans l'inventaire des ouvrages non localisés à fin 2018, il ne reste plus aucun branchement du millésime 1977, ces derniers étant automatiquement sortis de l'inventaire comptable.

Il a été relevé lors d'une analyse spécifique de cette question lors d'un contrôle précédent que les provisions pour renouvellement et l'amortissement du financement concédant constitués sur les ouvrages déposés étaient effectivement intégralement réaffectées comme du financement concédant sur les ouvrages sortis de l'inventaire comptable (automatiquement lorsqu'ils ont atteint leur fin de durée de vie comptable dans le cas des branchements).

Cela n'avait pas été constaté lors du contrôle précédent portant sur l'exercice 2016, EDF-SEI ayant en effet indiqué que suite à l'audit sur site, il avait été constaté « qu'une modification de paramétrage impactant uniquement les immobilisations gérées en masse financière (branchements et colonnes montantes) dans le système d'information IRIS a généré à tort un volume important de reprise de provisions pour renouvellement en fin d'année 2016.

Suite à cet audit, Enedis avait alors indiqué que « la correction serait faite courant 2017 par l'annulation des mouvements et la réaffectation aux droits du concédant ». Cette annulation de la reprise de provisions aux résultats de 235 k€ a bien été constaté lors du contrôle portant sur l'exercice 2017 (cf. supra).

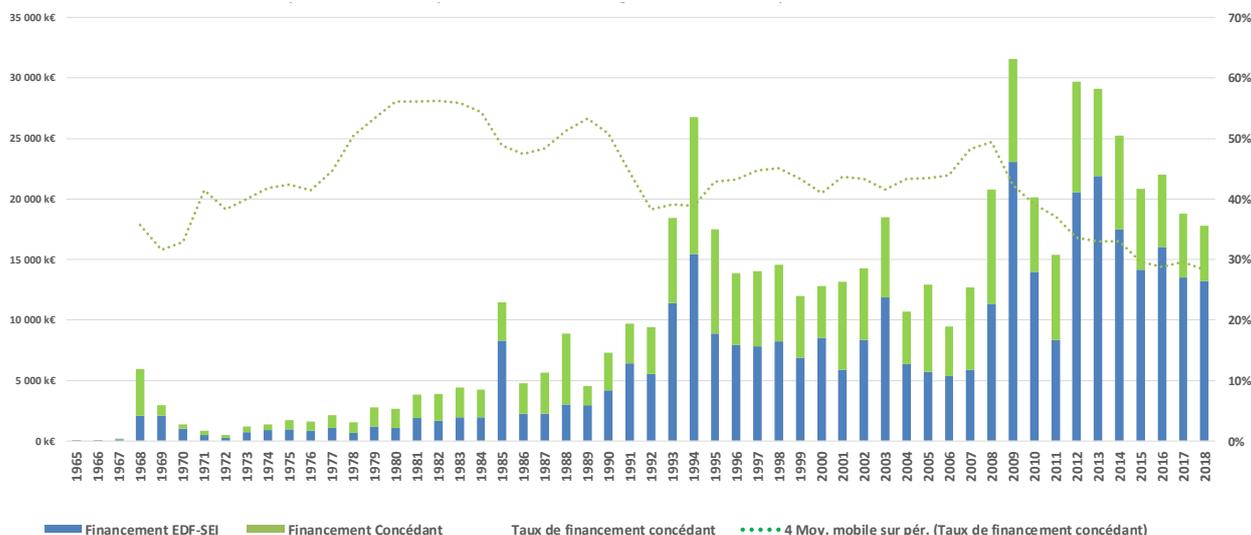
4.3.6 La fiabilité des origines de financement figurant dans l'inventaire comptable

L'inventaire comptable des ouvrages localisés à fin 2018 a été transmis par EDF, comme lors des précédents contrôles, conformément à la demande en incluant, par ouvrage, les origines de financement (suite à demande complémentaire).

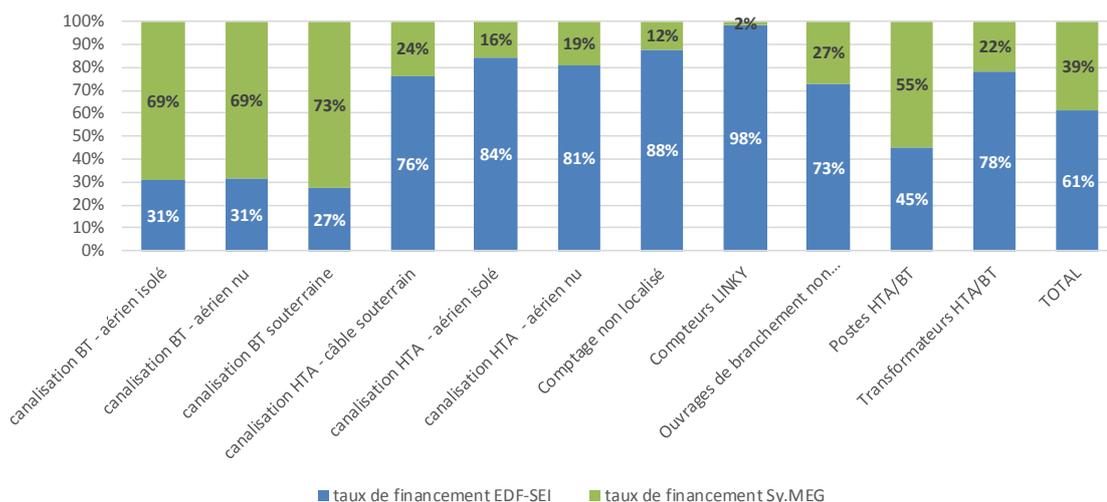
Le graphique suivant indique, par millésime comptable de mise en service, la décomposition de la valeur brute immobilisée selon les origines de financement (concessionnaire en bleu ou concédant en vert). Il indique aussi (courbe vert), par millésime, la proportion de financement concédant.

Décomposition de la valeur brute par millésime en fonction de l'origine de financement et de la part de financement concédant à fin 2018

(source : inventaire comptable à fin 2018)



Répartition des origines de financement par typologie d'ouvrage à fin 2018



Sur la valeur brute totale de 559 M€ à fin 2018, 61% ont été financés par le concessionnaire (majoritairement sur les réseaux HTA), 39% par le concédant (majoritairement sur les réseaux BT). Toutefois, la part de financement concédant n'a pas été constante dans le temps, et suit une trajectoire globalement descendante depuis le début des années 1980.

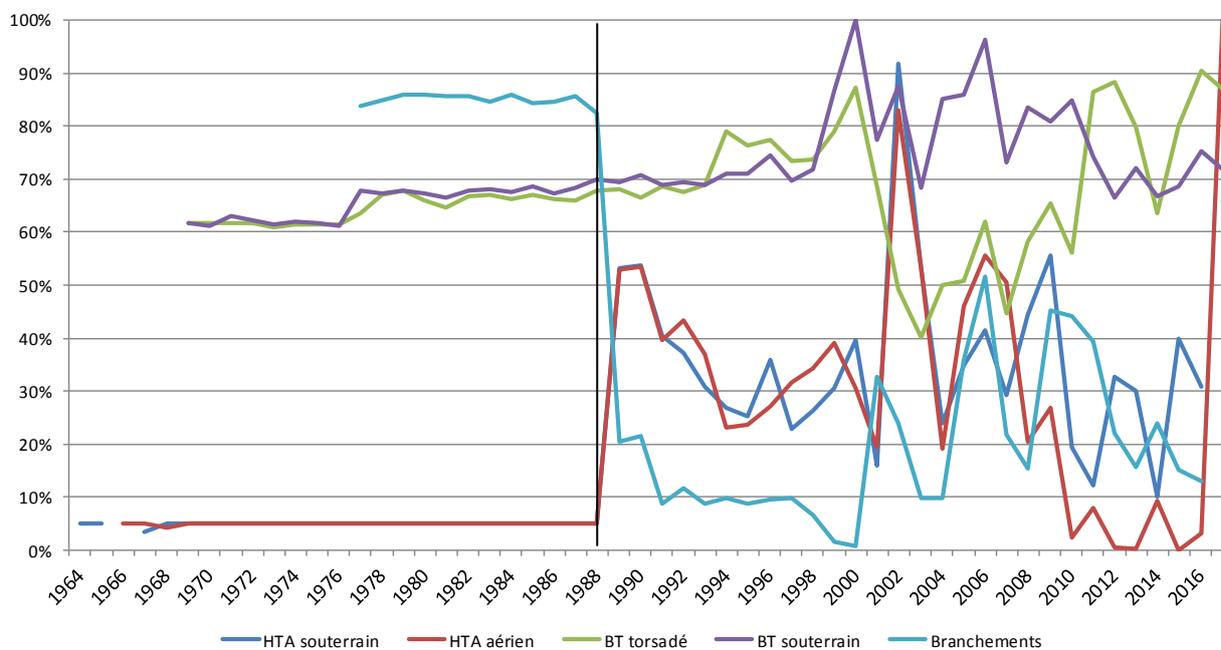
En outre, ce graphique fait également ressortir qu'entre 2007 et 2018, la part de financement Collectivité est passée de près de 50% à un peu moins de 30%, ce qui est vraisemblablement lié :

- Aux investissements plus élevés d'EDF depuis 2008 ;
- Au fait qu'il y ait eu moins de réaffectation de provisions pour renouvellement comme du financement concédant sur les nouveaux ouvrages, et cela pose clairement question sur le devenir du stock de provisions constituées à fin 2007 qui, au vu du graphique, a été vraisemblablement repris au résultat du concessionnaire à fin 2007.

En outre, cet état a permis de construire le graphique suivant, indiquant par typologie d'ouvrage et par année de mise en service comptable la part de financement concédant.

Part de financement concédant par typologie d'ouvrage et par année de mise en service comptable

(source : inventaire comptable à fin 2018)



De part l'analyse de ce graphique il semble que, avant le millésime 1988, un taux de financement concédant « forfaitaire » a été appliqué, dépendant du type d'ouvrage considéré.

Par exemple, sur les réseaux HTA aérien et souterrain, on constate dans l'inventaire un financement concédant de 5% sur les millésimes antérieurs à 1988 alors que les millésimes postérieurs à cette année présente une part de financement Collectivité variable (cf. graphique *supra*), et dans tous les cas en moyenne nettement supérieur à 5%.

Ce constat pose clairement question sur la fiabilité des origines de financement, notamment sur les millésimes anciens, ayant pourtant clairement un impact sur le calcul des droits du concédant et des dettes et créances réciproques.

Sur ce point, suite à l'audit sur site mené lors d'un contrôle précédent, EDF-SEI avait répondu que le cahier des charges de la délégation de service public qui liait l'Etat et EDF depuis la nationalisation de la production et de la distribution d'électricité en Guadeloupe ne prévoyait pas d'isoler les sources de financement des biens.

Ce cahier des charges était basé sur un modèle générique de concession prévoyant une remise des ouvrages

en état normal d'entretien. Par voie de conséquence les origines de financement n'ont été déterminées qu'à compter de la signature du nouveau cahier des charges en 2008.

Cette réponse, très partielle, n'est pas acceptable. Elle n'indique en effet pas comment les origines de financement des ouvrages antérieures à 2008 ont été déterminées, posant question sur la fiabilité de leurs valeurs, et donc sur le solde des dettes et créances réciproques.

En outre, EDF-SEI a complété ses propos :

La loi n°75.622 du 11 juillet 1975 a nationalisé le transport et la distribution de l'électricité dans les départements d'outre-mer, dont la Guadeloupe. Le décret du 31 octobre 1975 a transféré l'ensemble des biens et obligation de la société SPDEG à EDF.

L'identification précise des financements par date de mise en service des ouvrages n'est effective dans les systèmes d'informations que depuis 1997. Auparavant les différents modes de comptabilisation des biens concédés DP (qui ne figuraient pas à l'actif du bilan d'EDF avant 1987) ainsi que les contraintes des applications informatiques avaient conduit à un suivi global du financement des concédants par nature d'ouvrage, ce qui a conduit ultérieurement à une répartition par date de mise en service au prorata des valeurs des ouvrages.

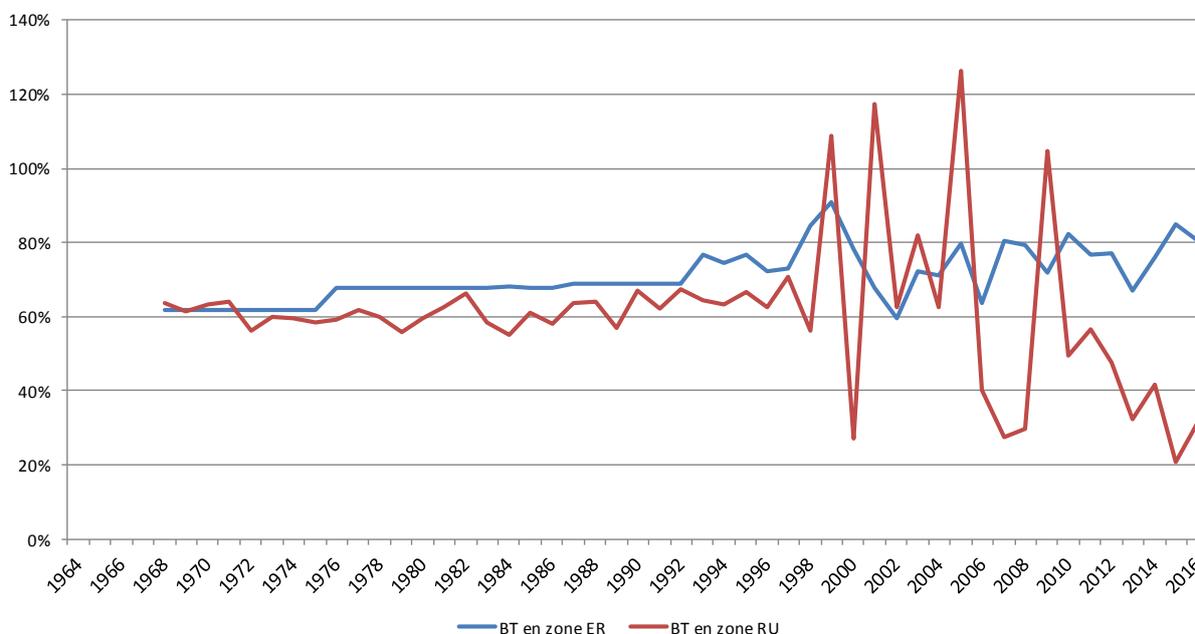
Concernant les canalisations HTA, il convient de rappeler qu'avant 1987, les canalisations relevaient du domaine propre d'EDF. A ce titre, elles ne faisaient pas l'objet d'un financement concédant. Dès lors il est normal que le taux soit très faible.

En outre, un focus des origines de financements par millésime a été réalisé sur la basse tension, en distinguant cette analyse entre les zones rurale (ER) et les urbaines (RU).

En effet, on aurait pu s'attendre à une part de financement concédant moyenne de l'ordre de 80% sur les réseaux BT en zone ER (statistiques métropole).

Part de financement concédant par typologie d'ouvrage BT en distinguant les zones rurale et urbaine et par année de mise en service comptable

(source : inventaire comptable à fin 2018)



Ce graphique montre que :

- Le taux de financement concédant moyen sur la BT située en zone ER se monte en moyenne à 75% sur la période analysée, chiffre relativement proche des 80% théorique (cf. *supra*) ;
- Sur certains millésimes, le taux de financement concédant calculé dépasse les 100% sur certains millésimes de réseau BT en zone RU.

En effet, dans le cas du millésime 2005, sur le réseau BT en zone RU, la valeur brute globale se monte à 130 k€, se scindant entre un financement concédant s'élevant à 164 k€ et un financement concessionnaire se montant à -34 k€ (valeur négative).

Cela pose donc clairement question sur la fiabilité des données financières transmises par EDF-SEI, en particulier celles touchant aux origines de financement des ouvrages.

5. L'estimation du « ticket de sortie »

5.1 Définition des dettes et créances réciproques

Les dettes et créances réciproques résultent de l'application de l'article 31b du cahier des charges et représentent les droits en espèce de l'autorité concédante, à savoir le calcul du solde des dettes du concédant envers le concessionnaire (valeur nette comptable des fractions d'ouvrages financés par le concessionnaire) et des dettes du concessionnaire envers le concédant (versement des amortissements industriels sur les fractions d'ouvrages financés par le concédant et des provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés).

Les dettes et créances réciproques représentent donc la fraction en espèce des droits du concédant, à laquelle s'ajoutent les provisions pour renouvellement.

A noter que la notion de ticket de sortie en fin de concession est aujourd'hui purement hypothétique mais toutefois importante en termes de « rapport de force ».

5.1.1 La dette du concédant envers le concessionnaire

L'indemnisation éventuellement perçue par le concessionnaire correspond logiquement à son financement non amorti. En effet, la collectivité doit « racheter » les ouvrages qu'a financés le concessionnaire à leur valeur d'usage, qui correspond à la valeur non amortie (soit la valeur nette comptable).

Pour déterminer ce montant, l'article 31b du cahier des charges consacré au renouvellement à l'expiration de la concession mentionne que :

« Le concessionnaire recevra de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages faisant partie de la concession dans la proportion de sa participation à leur établissement. Cette réévaluation sera déterminée par référence au taux moyen des financements à long terme du concessionnaire ».

A noter que l'arrêt du Conseil d'Etat (commune de Douai) du 21 décembre 2012 remettrait en cause cette réévaluation :

« l'indemnité mise à la charge de la personne publique au titre de ces biens ne saurait en toute hypothèse excéder le montant calculé selon les modalités précisées »

5.1.2 La dette du concessionnaire envers le concédant

Pour déterminer le montant de ce flux financier, du concessionnaire vers l'autorité concédante, l'article 31b du cahier des charges stipule que :

« Le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le solde des provisions constituées pour le renouvellement ultérieur desdits ouvrages [faisant partie de la concession], complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant ».

Reversement du solde des provisions constituées pour le renouvellement

Le solde des provisions est le montant du compte de provisions pour renouvellement, qui comporte les provisions constituées et non utilisées. Théoriquement, en fin de concession, le montant des provisions de renouvellement serait nul. En effet, la provision pour renouvellement des biens renouvelables pendant la durée du contrat de concession aura été, en théorie, totalement utilisée, si elle a été correctement calculée, et si les travaux ont été réalisés.

Dans la pratique, il n'y a pas nécessairement de relation aussi évidente entre les provisions constituées, et la nécessité « technique » de renouvellement. Compte tenu du caractère difficilement prévisible de ces provisions, on retiendra que les provisions pour renouvellement non utilisées font naître une dette potentielle du concessionnaire envers le concédant.

Le sort des provisions pour renouvellement suit celui des ouvrages à renouveler, supports et justification de leur existence. L'autorité concédante, qui se voit subrogée aux droits et obligations du concessionnaire à la

fin du contrat, et notamment à l'obligation de renouvellement des ouvrages, reçoit ainsi une partie du financement nécessaire à sa réalisation. Il est important de noter que, selon l'article 31b du cahier des charges, l'excédent éventuel de provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages, remis à l'autorité concédante, devra être exclusivement affecté à des travaux sur le réseau concédé.

Reversement des amortissements industriels

En complément du solde des provisions pour renouvellement, l'autorité concédante est supposée recevoir les amortissements industriels que le concessionnaire a constitué pour les biens mis en concession par d'autres que lui, c'est-à-dire les ouvrages financés par les collectivités maîtres d'ouvrages et les tiers, réputés agir financièrement pour le compte du concédant.

Précisons que même si les ouvrages financés par des tiers ne sont pas explicitement cités dans les dispositions de l'article 31b, les travaux du Conseil National de la Comptabilité et le contenu du compte « droits du concédant », qui assimilent les ouvrages réalisés par des tiers à ceux mis en concession par les collectivités, autorisent cette lecture.

5.1.3 L'évaluation du ticket de sortie

Le ticket de sortie représente le solde des dettes et créances réciproques en fin de concession :

- Le financement non amorti du concessionnaire constitue une dette du concédant vis-à-vis du concessionnaire ;
- L'amortissement de la partie des biens financés par le concédant constitue une dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant ;
- Les provisions non utilisées sont restituées au concédant.

Ainsi en fin de concession, le concédant ou le futur concessionnaire devra payer au concessionnaire sortant un « ticket de sortie » égal à :

Ticket de sortie = valeur nette des biens financés par le concessionnaire

- amortissement des financements du concédant

- provisions pour renouvellement non utilisées

Si ce « ticket » est négatif, le concessionnaire sortant devra payer une indemnité au concédant (ou futur concessionnaire).

Si l'autorité concédante avait mis fin prématurément au contrat de concession au 31/12/2018, elle aurait indemnisé le concessionnaire dans le cadre de l'article 31 du cahier des charges. Cette indemnisation, résultant de la compensation entre le « rachat » des ouvrages de la concession financés par le concessionnaire et la créance du concessionnaire envers le concédant (amortissements et provisions), est donc appelée « ticket de sortie ». En outre, cet article prévoit une réévaluation de la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire.

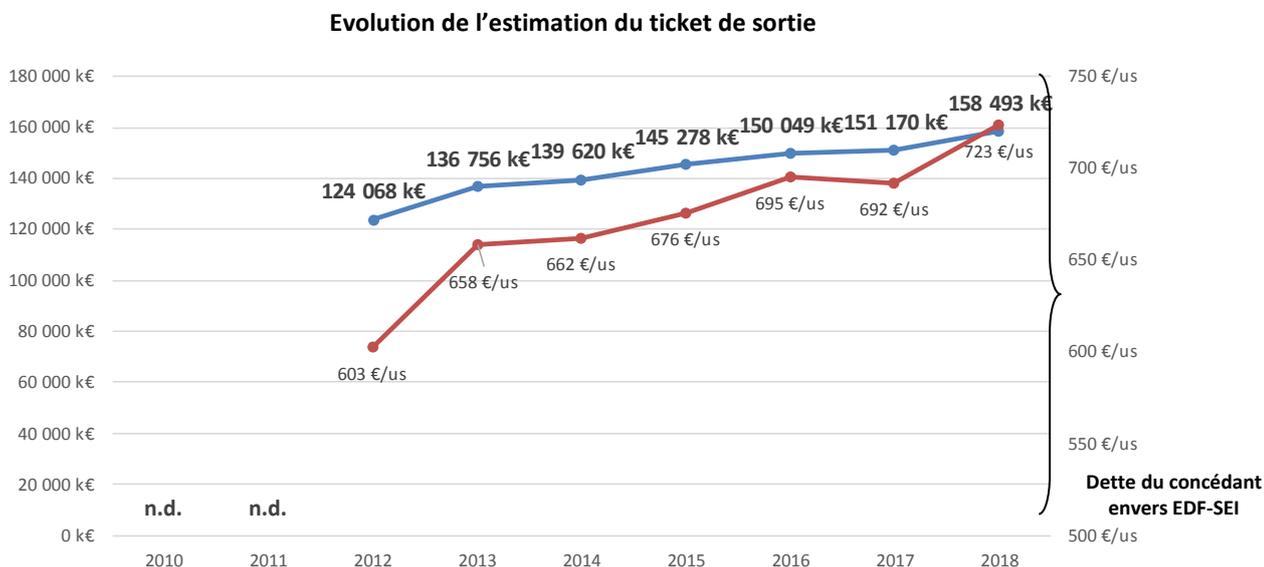
En effet, on rappelle ici que pour déterminer le montant du ticket de sortie, l'article 31b du cahier des charges consacré au renouvellement à l'expiration de la concession mentionne que :

« *Le concessionnaire recevra de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur non amortie **réévaluée** des ouvrages faisant partie de la concession dans la proportion de sa participation à leur établissement. Cette réévaluation sera déterminée par référence au taux moyen des financements à long terme du concessionnaire.* »

On rappelle à nouveau que l'arrêt du Conseil d'Etat (commune de Douai) remettrait en cause cette réévaluation.

5.2 Estimation du montant du ticket de sortie

A partir des données communiquées par EDF-SEI et compte tenu des réserves qui portent sur les composants des droits du concédant et les provisions pour renouvellement, il a été estimé le montant du ticket de sortie depuis 2010.



Au 31 décembre 2018, le ticket de sortie évalué est positif, c'est-à-dire que le concédant a une dette potentielle envers le concessionnaire. Celle-ci est évaluée à 158 M€. Ramené à l'utilisateur, cela représente à un montant de plus de 700 €/us.

Par rapport à l'exercice précédent, le ticket de sortie a augmenté fortement en faveur du concessionnaire, de +7,3 M€. Cela s'explique essentiellement par les investissements élevés effectués par EDF-SEI au cours de l'exercice 2018 (la valeur nette comptable des ouvrages financés par le concessionnaire augmente en effet de 9,3 M€ par rapport à l'exercice précédent, notamment en lien avec les immobilisations comptables suite aux travaux de reconstruction d'ouvrages suite aux événements climatiques Maria et Irma) qui contribuent largement à faire augmenter la valeur du ticket de sortie.

A noter que, comme il l'avait été constaté lors du précédent contrôle portant sur les exercices précédents, EDF-SEI n'a toujours pas été en mesure, pour des raisons de difficultés d'extraction informatique, de transmettre les éléments comptables relatifs aux exercices 2010 et 2011, ce qui aurait permis de retracer sur un historique de 8 exercices l'évolution du ticket de sortie.

En outre, cette dette du concédant envers le concessionnaire paraît surévaluée dans la mesure où :

- **L'amortissement industriel du financement concédant est sous-évalué compte tenu notamment :**
 - **de la sous-valorisation par EDF-SEI des remises gratuites du Sy.MEG depuis de nombreuses années, qui perdurent encore aujourd'hui, vraisemblablement dans une moindre mesure (cf. *infra*, analyse de l'échantillon de dossiers) ;**
 - **de la forfaitisation des origines de financement pour les ouvrages construits jusqu'au milieu des années 1980 ;**
 - **des manquements dans le processus d'immobilisation comptable des ouvrages sous MOA concédant remis gratuitement par le Sy.MEG, bien qu'en amélioration significative depuis ce contrôle (cf. *infra*, analyse de l'échantillon et contrôle réalisé précédemment) ;**

- **Les provisions pour renouvellement peuvent être également sous-évaluées compte-tenu notamment :**
 - **Du fait que l'ancien contrat ne prévoyait pas de constitution de provision pour renouvellement, expliquant que le stock de PR est « reparti à zéro » en 2008 (cf. *supra*) ;**
 - **du fait de ne pas constituer de provisions pour renouvellement sur les ouvrages BT situées en zone ER (cf. *supra*) ;**
 - **du fait qu'aucune provision pour renouvellement ne soit comptabilisée sur les ouvrages BT des communes de Saint-Claude et de Les Abymes qui sont pourtant deux communes mixtes (cf. *supra*).**

A cette estimation, conformément à l'article 31 du cahier des charges de concession, pourrait être rajoutée la prise en compte en fin de contrat d'une réévaluation de la valeur nette des ouvrages financés par le concessionnaire par l'application de coefficient d'actualisation, le Taux moyen obligataire (TMO : Taux moyen mensuel de rendement au règlement des emprunts non indexés, garantis par l'état et assimilés, établi par l'I.N.S.E.E.).

Cette prise en compte aurait pour effet d'accroître significativement la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire, augmentant de fait nettement la dette de la Collectivité envers EDF-SEI.

Cependant, la jurisprudence récente (Arrêt du Conseil d'Etat sur la commune de Douai du 21 Décembre 2012), prévoit que la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire (une des composantes du calcul du ticket de sortie) « ne saurait excéder » la valeur nette inscrite au bilan.

Analyse de la valorisation des ouvrages sous MOA Sy.MEG

6. Analyse de dossiers : valorisation des ouvrages

Comme lors des deux contrôles précédents, relatifs aux exercices 2013, 2014, 2015, 2016 et 2017, le Sy.MEG a souhaité évaluer la valorisation par le concessionnaire des ouvrages qui lui sont remis ainsi que la qualité de données contenues dans la base de gestion technique des ouvrages sur la base d'un échantillon de 15 dossiers sous MOA du Sy.MEG.

Il s'agit d'examiner l'ensemble des pièces fournies, d'une part, par le concessionnaire notamment les plans, les liasses des chargés d'affaires, les restitutions comptables, et d'autre part, par le concédant les coûts des travaux.

Les coûts réels des travaux sous maîtrise d'ouvrage Sy.MEG (basés sur les décomptes définitifs) ont été communiqués par les représentants du Sy.MEG.

6.1 Présentation des dossiers et éléments étudiés

Les 15 dossiers examinés en séance sont présentés dans les tableaux ci-après. 2 affaires n'étant pas totalement finalisée lors de l'audit sur site, seules 13 affaires ont pu être analysées :

n°	Réf SyMEG	Réf EDF	Désignation	Date remise ouvrage à EDF
1	1807PCA01-ER	D745/011617	Extension BTA à Chemin de Bon Air	27/03/2019
2	1804BMA02-ER	D745/011966	Ext BT à LA RETRAITE	01/10/2019
3	1904BMA01-ER	D745/011973	Alim groupe scolaire de CALVAIRE	09/07/2019
4	1706GOS09-ER	D745/011242	Extension BTS à Dunoyer	02/07/2019
5	1710ABY03-ER	D745/011118	Ext BTS à BAZIN	02/07/2019
6	1704CAP02-ER	D745/011622	Ext BTA à L'HABITUEE	13/06/2019
7	1807CAP03-ER	D745/011584	Ext BTA à CHANGY	25/06/2019
8	1801GOS02-ER	D745/010942	Extension BTA à Cocoyer	07/05/2019
9	1808GOS04-ER	D745/011621	Extension BTS aux Salines	07/05/2019
10	16GOY015-ER 1803GOY01-ER	D745/010138	Extension BTS à BONFILS	26/06/2018 07/08/2018
11	1806VHA01-ER	D745/011367	Extension BTA à Cousinière	11/12/2018
12	1807SCL01-ER	D745/011421	Extension BT à Chemin de Fond Vaillant	20/11/2018
13	1803BAI02-ER	D745/011116	Extension BT à Morne Mabouya	03/01/2019

Il faut préciser que le concessionnaire a accepté de transmettre suite à l'audit, et pour l'ensemble des affaires de l'échantillon, les éléments de VRG : **fiches des caractéristiques techniques d'Ing-e-Pilot, extraits comptable IRIS et les extraits de valorisation sous VRG.**

Lors de la réunion de travail qui s'est tenu en mars 2018 dans les locaux d'EDF-SEI à Pointe-à-Pitre, les éléments suivants ont été étudiés :

- Les plans de chacune des affaires (plans de récolement) ;
- Les valorisations des remises gratuites (fiches VRG) ;
- Les fiches d'immobilisations comptables (fiches IRIS).

Remarque : les coûts réels des travaux sous maîtrise d'ouvrage du syndicat ont été communiqués par les représentants du Sy.MEG.

6.2 Analyse de la valorisation des ouvrages sous maîtrise d'ouvrage du Sy.MEG

6.2.1 Rappel du contexte réglementaire

Deux méthodes sont utilisées pour la valorisation des ouvrages selon la maîtrise d'ouvrage :

- Lorsque le concessionnaire est maître d'ouvrage, le chargé d'affaires immobilise les affaires au coût réel ;
- Lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage, EDF-SEI valorise et immobilise les ouvrages mis en service selon les coûts qu'il aurait subi en tant que maître d'ouvrage.

La valorisation des ouvrages mis en concession par le Sy.MEG s'effectue selon les coûts qu'EDF-SEI aurait subis en tant que maître d'ouvrage. Un outil de valorisation comptable dénommé VRG (Valorisation des Remises Gratuites) a été conçu suite à une réflexion entre Enedis et la FNCCR, pour améliorer la qualité de la valorisation des travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

Le protocole d'accord relatif à la mise en œuvre d'une nouvelle procédure de valorisation par le concessionnaire

Le protocole d'accord a pris effet le 1er septembre 2009, et est conclu pour une durée probatoire de deux ans. Une commission nationale a été instituée pour le suivi de la mise en œuvre de ce nouvel outil VRG. Ce protocole a été prolongé le 13 décembre 2011.

Les seuils "d'alerte" sur les écarts en termes de valorisation

- Ce protocole définit des seuils « d'alerte » entre le coût exposé des travaux et la valorisation résultant de l'outil de valorisation sont définis comme suit :

Seuils d'alerte sur les écarts en termes de valorisation
Plus ou moins 10% pour les travaux correspondants à des coûts exposés communiqués par l'autorité concédante inférieurs à 10 000 euros. Modifié par la prolongation du protocole VRG : $\pm 1\ 000\ \text{€}$
Plus ou moins 8%, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 10 000 euros et inférieurs à 80 000 euros.
Plus ou moins 5%, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 80 000 euros.

Les modalités de mise en œuvre

Pour chaque ouvrage remis au concessionnaire, en complément du plan de récolement, le plus précis possible, et des tableaux de pose et de dépose, l'autorité concédante maître d'ouvrage communique au concessionnaire les éléments techniques significatifs permettant d'appréhender pleinement le dossier, par l'intermédiaire d'une fiche de collecte complétée de la façon la plus exhaustive possible, avec en particulier, à titre indicatif, les coûts exposés par l'autorité concédante maître d'ouvrage (auxquels sont intégrés les frais de maîtrise d'œuvre). Cette fiche indique notamment dans le cas des enfouissements, la nature du sol qui induit par la suite une valorisation différente.

Le concessionnaire doit théoriquement ensuite se rapprocher de l'autorité concédante lorsque la valorisation obtenue s'écarte des coûts exposés au-delà des seuils d'alerte afin d'analyser conjointement l'écart de valorisation. Le concessionnaire informe ensuite l'autorité concédante de la valorisation retenue à la suite des échanges avec l'autorité concédante.

Ce point était toujours en cours d'amélioration au cours de l'exercice 2018.

6.2.2 Valorisation des ouvrages mis en concession par EDF-SEI

Lorsque le concessionnaire est maître d'ouvrage, il immobilise les ouvrages au coût réel. Ce coût réel inclut la facture présentée par l'entreprise chargée des travaux ainsi que la valorisation de la main d'œuvre interne d'EDF-SEI nécessaire au pilotage du chantier.

Dans le cas où une partie des travaux est réalisée par la collectivité ou des tiers (remise de tranchée par exemple), EDF-SEI est tenu de les immobiliser. La valorisation de ces remises gratuites est basée selon la même procédure que celle mentionnée ci-dessus.

Le canevas technique et par conséquent l'outil VRG d'EDF SEI, est basé sur celui d'Enedis puisque les matériels et séries de prix sont communs aux deux entités.

Pour tenir compte des spécificités propres aux Départements d'Outre Mer, ils sont majorés d'un coefficient tenant compte des coûts particuliers des frais de transport et de main d'œuvre.

A nouveau, il ressort du présent audit qu'il conviendrait qu'EDF-SEI actualise son canevas de coûts, au, ce qui devrait permettre une convergence des coûts.

6.3 Immobilisation des ouvrages

Quelque soit le maître d'ouvrage, le concessionnaire utilise deux outils (bases de données) pour décrire le patrimoine concédé :

- Un outil servant à l'exploitation technique et à la description physique des réseaux ;
- Un outil servant à la traduction comptable des ouvrages concédés.

Ainsi, les informations communiquées par le concessionnaire dans son compte-rendu annuel d'activité proviennent de :

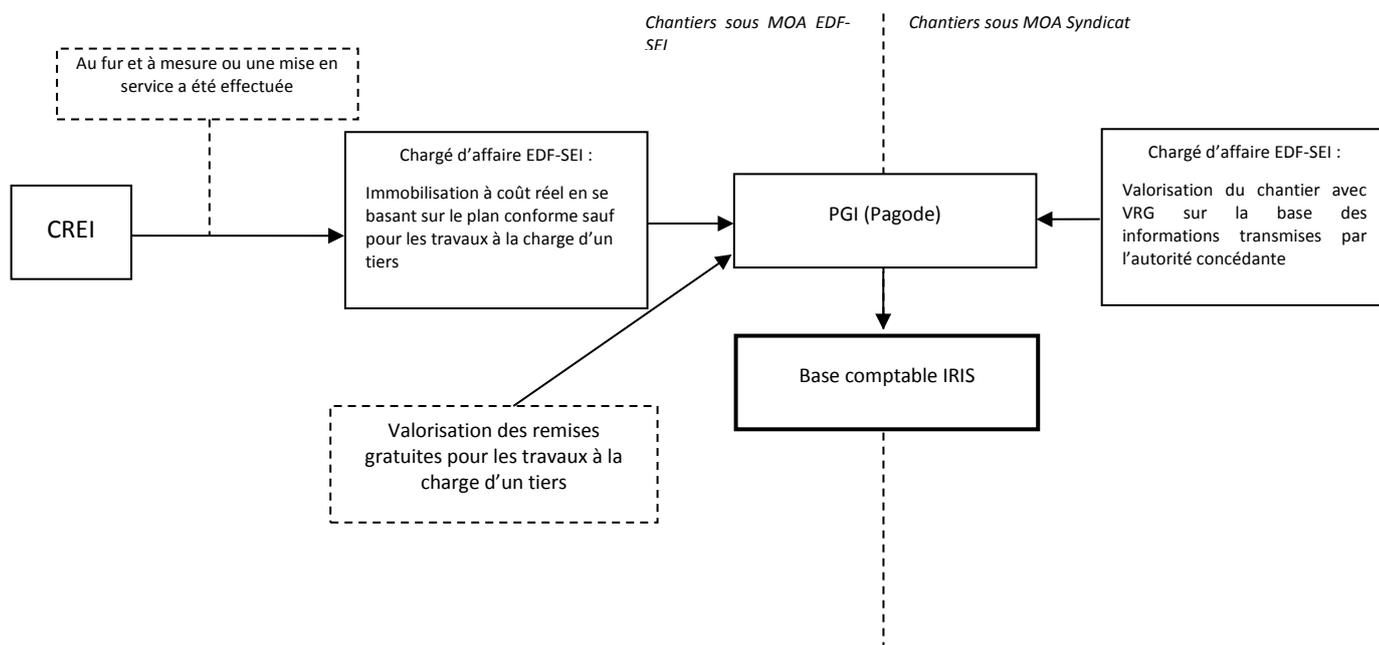
- La base de données techniques lorsqu'il s'agit de linéaires ou d'effectifs ;
- La base de données comptables lorsqu'il s'agit de valorisation du patrimoine.

Dans la pratique la procédure est la suivante :

- La gestion des chantiers est assurée par une base de suivi technique des affaires. À chaque chantier correspond un numéro d'affaire. Lorsque le chantier est considéré comme définitivement achevé et que son coût final est connu, l'affaire est close. Comme le concessionnaire immobilise au coût réel, la valeur brute de l'inventaire comptable doit être égale à la valeur indiquée sur le compte rendu d'investissement de l'affaire (CREI).
- Lorsque l'affaire est sous maîtrise d'ouvrage du syndicat, la valorisation est réalisée par le chargé d'affaire avec VRG à partir des éléments qui lui sont communiqués par l'autorité concédante.
- Une fois l'ouvrage réceptionné, les éléments techniques et comptables sont enregistrés dans les bases correspondantes.

6.3.1 Cas des créations d'ouvrages

Le schéma ci-dessous représente le processus de mise en immobilisation des ouvrages quelle que soit la maîtrise d'ouvrage



Pour les chantiers sous maîtrise d'ouvrage EDF-SEI :

Au fur et à mesure de la mise en service des ouvrages, le chargé d'affaire EDF-SEI immobilise les éléments du chantier au coût réel dans l'application appelée "**Pagode (PGI)**" qui déverse à son tour les montants des ouvrages dans la base comptable appelée **IRIS**.

Dans le cas où une partie du chantier est financée par un tiers (collectivité ou un lotisseur) et remise gratuitement au concessionnaire, celle-ci est également valorisée sur la base de coûts estimés.

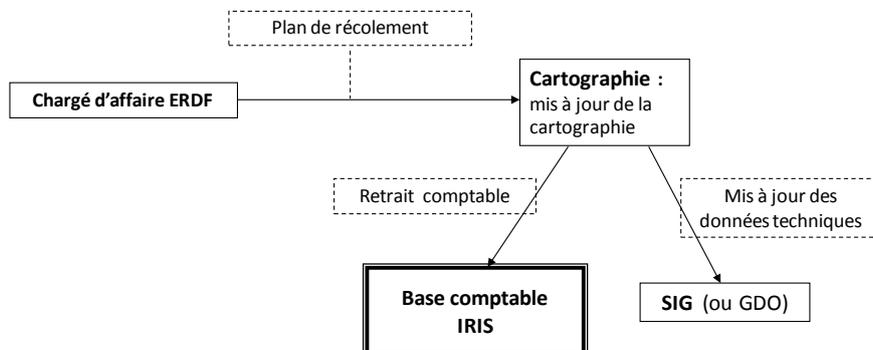
Pour les chantiers sous maîtrise d'ouvrage du concédant :

Pour les chantiers sous maîtrise d'ouvrage du concédant, le concessionnaire valorise avec VRG et inscrit la valeur comptable dans l'inventaire.

6.3.2 Cas des déposes des ouvrages

Concernant les déposes des ouvrages, la même procédure est utilisée quelque soit la maîtrise d'ouvrage.

La dépose des ouvrages est assurée par le service "Cartographie". A partir d'un plan de récolement envoyé par le chargé d'affaire EDF-SEI, le cartographe procède à la suppression du tronçon dans la base cartographique mettant à jour, à son tour, l'outil technique et l'outil comptable.



6.4 Comparaison entre les coûts réels du Sy.MEG et les valorisations du concessionnaire (VRG)

6.4.1 Analyse globale

Le concessionnaire immobilise les ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante grâce à l'outil VRG (Valorisation des Remises Gratuites) issu du protocole d'accord entre la FNCCR et Enedis.

Ainsi, l'analyse qui suit a consisté à comparer les montants valorisés par EDF-SEI (issus des restitutions VRG d'EDF-SEI) et les montants du coût réel de l'affaire (issus des fiches collectes et des fichiers de suivi d'affaire du Sy.MEG).

A noter que, selon EDF-SEI, la fiabilisation du processus de valorisation et d'immobilisation des remises gratuites se poursuit sur 2018.

Le tableau suivant compare, pour chacun des 13 dossiers analysés (13 et non 15, deux affaires n'étant pas totalement finalisées lors de l'audit sur site), le montant valorisé par l'outil VRG du concessionnaire avec le coût du chantier pour le Sy.MEG, incluant les coûts internes de maîtrise d'ouvrage.

Tableau récapitulatif des écarts de valorisation des 13 chantiers de l'échantillon sous MOA Sy.MEG

n°	Réf Sy.MEG	Réf EDF	Désignation	Montant valorisé par EDF-SEI	Dépenses réelles du Sy.MEG	Ecart de valorisation	Ecart %age	Seuil à respecter	Respect du seuil
1	1807PCA01-ER	D745/011617	Extension BTA à Chemin de Bon Air	5 612 €	8 073 €	-2 461 €	-30%	± 1 000	Non
2	1804BMA02-ER	D745/011966	Ext BT à LA RETRAITE	9 890 €	9 630 €	260 €	-24%	± 1 000	Oui
3	1904BMA01-ER	D745/011973	Alim groupe scolaire de CALVAIRE	18 686 €	24 540 €	-5 854 €	-24%	± 8%	Non
4	1706GOS09-ER	D745/011242	Extension BTS à Dunoyer	6 725 €	5 581 €	1 144 €	21%	± 1 000	Non
5	1710ABY03-ER	D745/011118	Ext BTS à BAZIN	6 253 €	6 348 €	-95 €	-2%	± 1 000	Oui
6	1704CAP02-ER	D745/011622	Ext BTA à L'HABITUEE	11 883 €	12 011 €	-128 €	-1%	8%	Oui
7	1807CAP03-ER	D745/011584	Ext BTA à CHANGY	13 304 €	15 179 €	-1 875 €	-12%	8%	Non
8	1801GOS02-ER	D745/010942	Extension BTA à Cocoyer	13 228 €	13 348 €	-120 €	-1%	8%	Oui
9	1808GOS04-ER	D745/011621	Extension BTS aux Salines	7 736 €	7 953 €	-217 €	-3%	± 1 000	Oui
10	16GOY015-ER 1803GOY01-ER	D745/010138	Extension BTS à BONFILS	9 019 €	6 686 €	2 333 €	35%	± 1 000	Non
11	1806VHA01-ER	D745/011367	Extension BTA à Cousinière	4 534 €	4 881 €	-347 €	-7%	± 1 000	Oui
12	1807SCL01-ER	D745/011421	Extension BT à Chemin de Fond Vaillant	3 953 €	4 579 €	-626 €	-14%	± 1 000	Oui
13	1803BAI02-ER	D745/011116	Extension BT à Morne Mabouya	3 815 €	6 297 €	-2 482 €	-39%	± 1 000	Non

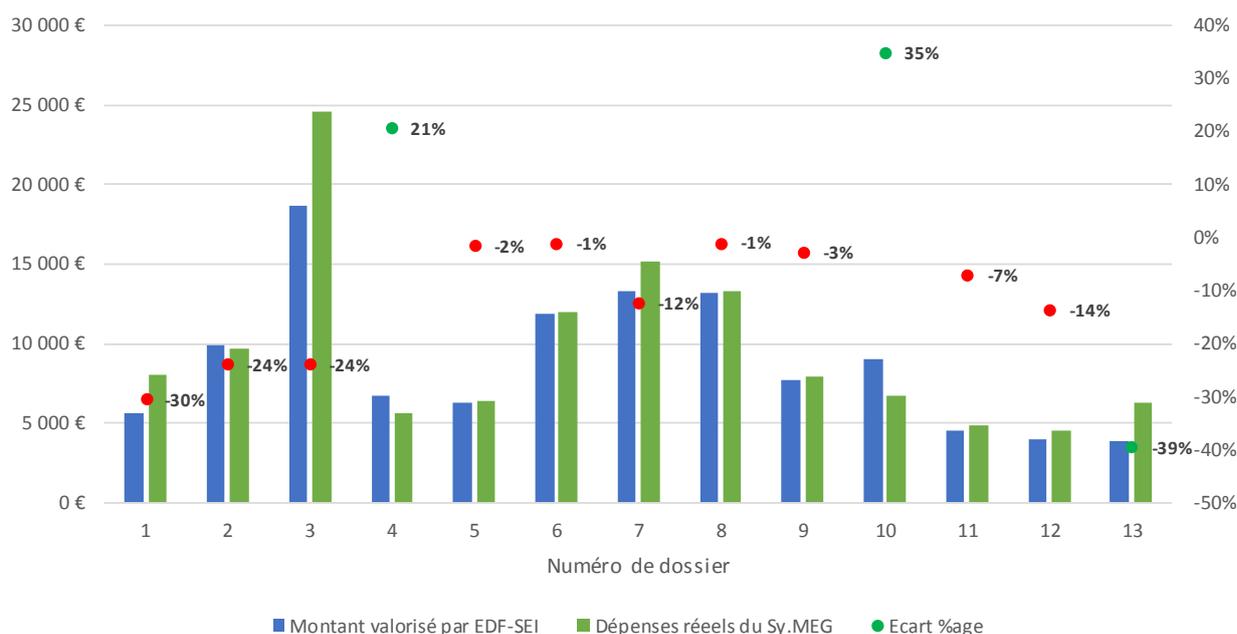
Le tableau précédent permet d'observer que sur les 13 affaires clôturées pour le Sy.MEG et pour lesquelles EDF-SEI a communiqué les éléments de valorisation, 10 présentent une sous-valorisation (idem lors du contrôle précédent portant sur 2017).

Sur les 13 chantiers de l'échantillon qui ont pu être analysés, le montant total des valeurs issues des fiches de la valorisation du concessionnaire est 8% inférieur au coût réel des ouvrages (125 k€ dépensés par le Sy.MEG valorisés à 115 k€ par EDF-SEI). D'où un écart global de 10 k€ entre les deux montants dans le sens d'une sous-valorisation.

Lors du contrôle précédent, portant sur l'exercice 2017, cet écart s'élevait à 16% également dans le sens d'une sous-valorisation (37% également dans le sens d'une sous-valorisation sur 2016, 21% dans le sens d'une sous-valorisation sur 2015, 27% également dans le sens d'une sous-valorisation sur 2014, 37% dans le sens d'une sous-valorisation en 2013).

Le graphique suivant illustre les écarts absolus (en €) et en valeur relative (en %) :

Ecart entre la valorisation VRG et les coûts réels des dossiers audités



Pourtant, selon le protocole d'accord relatif à la mise en œuvre de la nouvelle procédure de valorisation par le concessionnaire, les seuils d'alerte sur les écarts en termes de valorisation, seraient dépassés pour 6 affaires sur les 13 qui ont été analysées.

Seuils d'alerte sur les écarts en termes de valorisation
Plus ou moins 10% pour les travaux correspondants à des coûts exposés communiqués par l'autorité concédante inférieurs à 10 000 euros. Modifié par la prolongation du protocole VRG : $\pm 1\ 000\ €$
Plus ou moins 8%, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 10 000 euros et inférieurs à 80 000 euros.
Plus ou moins 5%, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 80 000 euros.

A noter toutefois, que les montants *in fine* immobilisés par EDF-SEI ne correspondent pas systématiquement à ceux valorisés par le biais de l'outil VRG (à la marge cette année, cf. *infra*). En effet, dans certains cas, les coûts des ouvrages non localisés (les mutations de transformateurs et les branchements notamment) n'apparaissent pas dans les états comptables d'immobilisation d'EDF-SEI (restitutions IRIS).

A l'issue des contrôles précédents, EDF-SEI avait apporté un certain nombre d'éclaircissements sur l'origine de ces écarts, qui restent valables cette année :

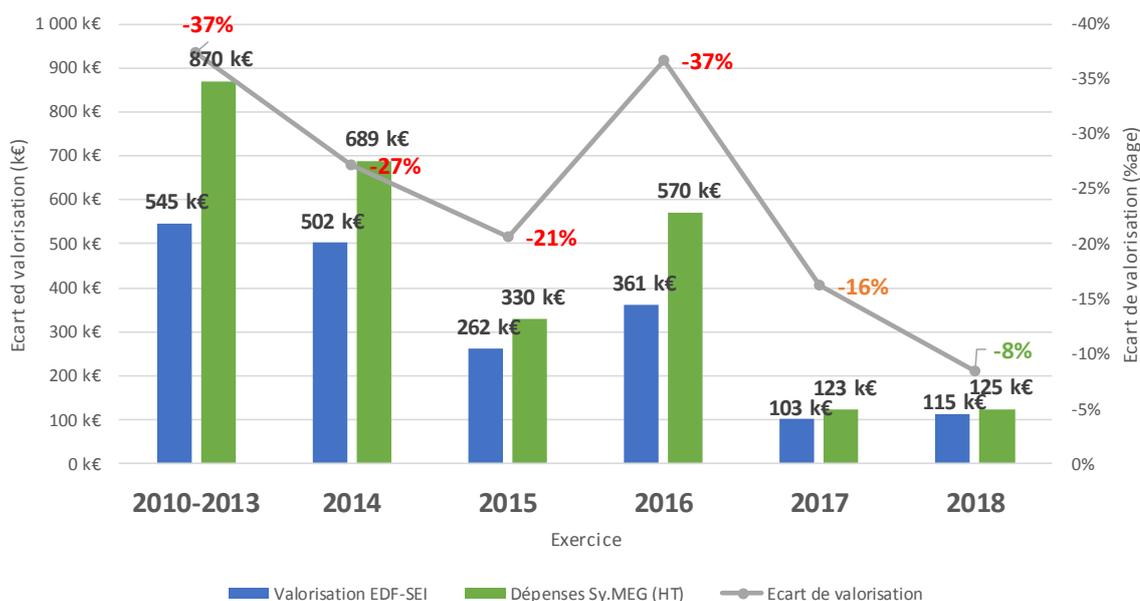
« Le canevas technique et par conséquent l'outil VRG d'EDF SEI, sont basés sur celui d'Enedis puisque les matériels et séries de prix sont communs aux deux entités.

Pour tenir compte des spécificités propres aux Départements d'Outre Mer, ils sont majorés d'un coefficient tenant compte des coûts particuliers des frais de transport et de main d'œuvre.

Ce canevas avait pourtant été remis à jour en 2013, ce qui devrait permettre une convergence des coûts.

Toutefois, comme l'illustre le graphique *infra*, il a été constaté sur 2018 une poursuite de la tendance à l'amélioration depuis les contrôles successifs menés par le Sy.MEG se traduisant sur 2010-2018 à une réduction des écarts de valorisation.

Evolution de l'écart de valorisation en fonction du millésime de l'échantillon contrôlé durant les contrôles successifs menés par le Sy.MEG



L'analyse des singularités observées sur les dossiers présentant les écarts les plus significatifs ainsi que l'analyse des coûts unitaires moyens de valorisation d'EDF-SEI effectués *infra* tente d'apporter des éclaircissements à ces sous-valorisations.

6.4.2 Comparaison des coûts moyens valorisés des ouvrages

Les coûts moyens unitaires par type d'ouvrage des opérations analysées ont été calculés en se basant sur les valeurs immobilisées dans la base comptable du concessionnaire.

6.4.2.1 Les réseaux BT souterrains

L'analyse détaillée des coûts unitaires moyens des linéaires de réseau BT souterrain mis en service au cours des exercices 2012 à 2018 (284 km au total, dont 179 km sous MOA Collectivité) laisse apparaître un différentiel de coût important selon le régime de maîtrise d'ouvrage :

- 99 €/m pour les réseaux BT souterrains sous MOA EDF ;
- 91 €/m pour les réseaux BT souterrains sous MOA Concédant (91 €/m également sur l'échantillon).

A souligner que ce différentiel de coût unitaire selon le maître d'ouvrage a tendance à se réduire au fur et à mesure des contrôles effectués, comme l'illustre le graphique supra

Linéaire immobilisé et CU de réseau BT souterrain en fonction du millésime de mise en service comptable et du maître d'ouvrage

(source : requêtes des MES comptables 2012 à 2018)



En outre, le graphique *supra* fait clairement ressortir que sur la période 2012-2014, le coût de valorisation unitaire du réseau BT souterrain est inférieur sous MOA Sy.MEG que sous MOA EDF-SEI, mais que cela a tendance s'inverser sur la période 2015-2016.

Toutefois, on constate une dégradation sur l'exercice 2017, puis une amélioration en 2018.

6.4.2.2 Les réseaux BT torsadés

L'analyse détaillée des coûts unitaires moyens des linéaires de réseau BT torsadé mis en service au cours des exercices 2012 à 2018 (241 km au total, dont 217 km sous MOA Collectivité) laisse apparaître un différentiel de coût important selon le régime de maîtrise d'ouvrage, mais qui a tendance à se réduire au fur et à mesure des contrôles effectués, comme l'illustre le graphique *supra* :

- 125 €/m pour les réseaux BT torsadés sous MOA EDF ;
- 49 €/m pour les réseaux BT torsadés sous MOA Concédant (77 €/m sur l'échantillon).

A souligner que ce différentiel de coût unitaire selon le maître d'ouvrage a tendance à se réduire au fur et à mesure des contrôles effectués, comme l'illustre le graphique *supra*

Linéaire immobilisé et CU de réseau **BT torsadé** en fonction du millésime de mise en service comptable et du maître d'ouvrage

(source : requêtes des MES comptables 2012 à 2018)



En effet, le graphique *supra* fait clairement ressortir :

- Que sur la période 2012-2018, le coût de valorisation unitaire du réseau BT torsadé est très largement inférieur sous MOA Sy.MEG que sous MOA EDF-SEI ;
- Que depuis 2014, l'écart de coût de valorisation unitaire du réseau BT torsadé entre les MOA Sy.MEG et les MOA EDF-SEI tend à fortement se réduire.

Conclusions

Conclusions

Concernant l'analyse des données patrimoniales, il ressort que :

- Les fichiers comptables relatifs à l'exercice 2018 comprenant les origines de financements des ouvrages localisés ont été pour la seconde fois communiqués par le concessionnaire EDF-SEI, ce qui est une nette avancée (suite à demande complémentaire) ;
- Suite au contrôle mené cette année portant sur 2018, il est ressorti que, contrairement à ce qui avait été constaté lors du contrôle portant sur l'exercice précédent, EDF n'a effectué aucun retrait comptable de transformateurs HTA/BT (ce qui était regrettable car faussant la lecture de la base comptable d'une part et celle des flux comptables d'autre part).
EDF-SEI avait pourtant procédé sur 2017 pour la première fois à des sorties comptables de transformateurs HTA/BT, dans une optique de fiabilisation de ses bases comptables, en s'attaquant au flux dans un premier temps ;

- Globalement, le patrimoine concédé évolue de 3,5% en valeur brute. Cette hausse est particulièrement marquée sur les réseaux BT souterrain et HTA souterrain (respectivement +4,0% et +4,1%) ;
- **Le concessionnaire n'amortit pas, à la maille de la concession, certains ouvrages** (réseaux BT et postes HTA/BT) situés sur les communes en régime d'électrification rurale (ER) **et ne provisionne pas, à la maille de la concession, en vue de pourvoir au renouvellement de ces ouvrages. Cette pratique est contraire aux obligations du cahier des charges de concession** dans la mesure où les obligations de renouvellement ne sont pas localisées sur certaines communes de la concession mais sur l'ensemble des communes ;

Certains ouvrages ne sont donc pas amortis par le concessionnaire. Ainsi, cette absence d'amortissement réduit donc la valeur des droits en espèce, c'est-à-dire le montant des amortissements des financements concédants qui est l'un des éléments du calcul du ticket de sortie. Cela est également vrai pour l'absence de dotation aux provisions pour renouvellement ;

- **Aucune provision pour renouvellement n'est comptabilisée sur les communes de Saint-Claude et de Les Abymes qui sont pourtant deux communes mixtes (constat identique à l'an passé).** EDF-SEI avait répondu sur ce point que les communes de Saint-Claude et des Abymes étaient considérées dans le système d'information comme des communes rurale (ER) car l'outil ne sait pas dissocier les ouvrages à une maille infra-communale. Ainsi, sur ces 2 communes, la mécanique comptable de constitution des provisions est identique à celles des autres communes ER (cette remarque reste la même concernant l'amortissement du financement concédant sur les ouvrages BT situés en zone ER).

Cette réponse n'est pas acceptable dans la mesure où cette façon de procéder ne correspond pas au cahier des charges de concession.

En effet, l'outil de gestion comptable doit de s'adapter au cahier des charges. Dans un premier temps, cela pourrait éventuellement se faire par la création de 2 codes communes distincts permettant séparer la gestion comptable des communes mixtes selon le régime de maîtrise d'ouvrage, ou bien encore effectuer un calcul de cette provision au prorata des quantités techniques, puisque celles-ci sont disponibles à une maille infra-communale dans le SIG ;

- **Le contrôle mené cette année a montré que le stock de provision était vraisemblablement reparti de zéro à partir de la signature du nouveau contrat, EDF-SEI ayant confirmé que le précédent contrat de concession ne prévoyait pas de constitution de provision pour renouvellement ;**

- Des éléments de réponse ont en outre été apportés par le concessionnaire sur le principe de calcul des dotations aux provisions à partir du nouveau contrat de 2008. Il en ressort notamment que, concernant les ouvrages construits lors du précédent contrat de concession et renouvelables durant le nouveau contrat, l'assiette de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement n'est pas égale au différentiel entre valeur de remplacement de l'année et valeur brute d'origine (VR-VB), comme cela été le cas avant la signature du nouveau contrat et comme c'est le cas par ailleurs au métropole, mais correspond au différentiel entre la valeur de remplacement de l'année de calcul de la dotation et la valeur de remplacement de 2007. Cela vient donc minorer de façon significative le stock de provisions pour renouvellement étant donné que depuis 2008 la dotation aux provisions annuelle sur cette classe d'ouvrage est moindre, puisqu'elle est assise sur un différentiel « VR-VR2007 » inférieur au différentiel « VR-VB d'origine », en partant de l'hypothèse que, globalement, les valeurs de remplacement de 2007 sont supérieures aux valeurs brutes d'origine des ouvrages construits antérieurement à 2007.

Il pourrait être intéressant à l'avenir de quantifier ce sous-provisionnement, qui impacte *de facto* directement la valeur du ticket de sortie de façon défavorable pour la Collectivité ;

- L'analyse détaillée des origines de financement des ouvrages a montré qu'avant le millésime 1988, un taux de financement « forfaitaire » avait été appliqué, dépendant uniquement de la typologie d'ouvrage considéré.

Ce constat pose clairement question sur la fiabilité des origines de financement, notamment sur les millésimes anciens, ayant pourtant clairement un impact sur le calcul des droits du concédant et des dettes et créances réciproques.

Sur ce point, suite aux audits menés précédemment, EDF-SEI avait répondu que le cahier des charges de la délégation de service public qui liait l'Etat et EDF depuis la nationalisation de la production et de la distribution d'électricité en Guadeloupe ne prévoyait pas d'isoler les sources de financement des biens.

Ce cahier des charges était basé sur un modèle générique de concession prévoyant une remise des ouvrages en état normal d'entretien. Par voie de conséquence les origines de financement n'ont été déterminées qu'à compter de la signature du nouveau cahier des charges en 2008.

Les propos d'EDF ont été complétés lors du contrôle précédent : l'identification précise des financements par date de mise en service des ouvrages n'est effective dans les systèmes d'informations que depuis 1997. Auparavant les différents modes de comptabilisation des biens concédés DP (qui ne figuraient pas à l'actif du bilan d'EDF avant 1987) ainsi que les contraintes des applications informatiques avaient conduit à un suivi global du financement des concédants par nature d'ouvrage, ce qui a conduit ultérieurement à une répartition par date de mise en service au prorata des valeurs des ouvrages.

Concernant les canalisations HTA, il convient de rappeler qu'avant 1987, les canalisations relevaient du domaine propre d'EDF. A ce titre, elles ne faisaient pas l'objet d'un financement concédant. Dès lors il est normal que le taux soit très faible.

- A fin 2018, le ticket de sortie est estimé à 158,5 M€ en faveur du concessionnaire EDF-SEI, soit 723 €/usager (contre 151,7 M€ un an plus tôt) ;

Concernant l'analyse de la valorisation des remises gratuites, il ressort que :

- Dans leur totalité, les affaires sous maîtrise d'ouvrage du Sy.MEG analysées ont été valorisées avec l'outil (VRG) à partir des informations indiquées sur les fiches collectes remplies par le Sy.MEG selon le protocole VRG signé le 30 juin 2009 et prolongé le 13 décembre 2011 ;
- **Sur les 13 chantiers de l'échantillon qui ont pu être analysés, le montant total des valeurs issues des fiches de la valorisation du concessionnaire est 8% inférieur au coût réel des ouvrages (125 k€ dépensés par le Sy.MEG valorisés à 115 k€ par EDF-SEI). D'où un écart global de 10 k€ entre les deux montants dans le sens d'une sous-valorisation.**
Lors du contrôle précédent, portant sur l'exercice 2017, cet écart s'élevait à 16% également dans le sens d'une sous-valorisation (37% également dans le sens d'une sous-valorisation sur 2016, 21% dans le sens d'une sous-valorisation sur 2015, 27% également dans le sens d'une sous-valorisation sur 2014, 37% dans le sens d'une sous-valorisation en 2013).
- Les seuils d'alertes définis par le protocole sur les écarts de valorisation sont respectés sur 7 affaires sur les 13 de l'échantillon qui ont pu être analysées (4 sur le contrôle précédent portant sur 2017 et 2 sur 2016).

A noter en outre que l'analyse détaillée des coûts unitaires moyens des linéaires de réseau BT souterrain mis en service au cours des exercices 2012 à 2018 (248 km au total, dont 155 km sous MOA Collectivité) laisse apparaître un différentiel de coût important selon le régime de maîtrise d'ouvrage :

- 100€/m pour les réseaux BT souterrains sous MOA EDF ;
- 92 €/m pour les réseaux BT souterrains sous MOA Concédant.

EDF-SEI ne s'est pas expliqué sur ce différentiel de coûts, et ce malgré de multiples demandes et un constat similaire lors des contrôles précédents.

Le concessionnaire a toutefois indiqué se rapprocher du national pour résoudre cet écueil.

- En outre, il est apparu suite à cette analyse d'échantillon qu'aucune fiche VRG ne valorisait toujours pas de mutations de transformateurs, ce qui apparaît étonnant compte tenu du fait que l'analyse des chantiers a montré que des mutations de transformateurs HTA/BT avaient eu lieu, expliquant une partie de la sous-valorisation importante mis en exergue *supra*.
Le fait de ne pas immobiliser l'exhaustivité des ouvrages peut potentiellement avoir un impact sur les droits du concédant et donc sur la valeur du ticket de sortie dans la mesure où il semble a priori impossible de tracer les financements et s'assurer qu'ils sont bien immobilisés en origine « collectivité et tiers ».

La collectivité devra donc rester vigilante notamment sur les aspects suivants :

- **Une partie des ouvrages n'est pas amortie et aucune provision pour renouvellement n'est constituée au niveau de la concession pour ces ouvrages (réseaux BT et postes HTA/BT en zone d'électrification rurale) ;**
- **Le calcul des provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages immobilisés avant 2008 (ouvrages antérieurs au nouveau contrat) et renouvelables au cours du nouveau contrat, qui semble nettement sous-valorisé ;**
- **La sous-valorisation « chronique » récurrentes et persistantes encore sur le contrôle portant sur l'exercice 2018, des remises gratuites du Sy.MEG.**

Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe



Analyse du compte financier exposé par EDF-SEI dans le CRAC

Exercice 2018

Mai 2020

Sommaire

Préambule	2
1. Description et analyse de la construction des « éléments financiers ».....	3
1.1 Situation d'ensemble	3
1.2 Contenu et détermination des postes de produits d'exploitation.....	14
1.3 Contenu et détermination des postes de charges d'exploitation	18
1.4 Le résultat d'exploitation de la concession	24
2. Revue pluriannuelle analytique des charges et des produits d'exploitation (période 2012-2018).....	27
2.1 Principales évolutions des postes de produits d'exploitation.....	27
2.2 Principales évolutions des postes de charges d'exploitation.....	31
3. Synthèse et conclusions	33

Préambule

Un des principes de base de toute convention de délégation de service public est la gestion aux risques et périls du délégataire. La gestion aux risques et périls doit s'associer à un équilibre économique pour chacune des parties. Chaque année, le concessionnaire indique dans son compte-rendu annuel d'activité les éléments financiers de la concession.

Pour ce faire, il publie dans la rubrique « Les éléments financiers d'exploitation » les produits et les charges de la concession qui ne reflètent que partiellement l'économie de la concession. Contrairement à d'autres délégations de service public, les éléments fournis ne permettent pas d'avoir une vision juste de la réalité économique de la concession compte-tenu de l'utilisation de clés de répartition peu explicitées et de la globalisation de certains postes, notamment des postes de charges. Le concessionnaire considère d'ailleurs qu'il ne présente pas le compte d'exploitation de la concession mais présente des éléments financiers relatifs à l'économie de la concession. Si la nuance sémantique est certaine, les informations produites sont insuffisantes.

L'objectif de cette prestation est l'analyse de ces « éléments financiers » qui ne sont donc pas le compte d'exploitation de la concession. Il s'agira d'abord d'analyser la manière dont le concessionnaire constitue ces éléments et ensuite d'effectuer une revue analytique des principaux postes de charges et produits d'exploitation.

Traditionnellement, le concessionnaire EDF-SEI ne communique qu'un nombre limité d'informations comptables et financières, se retranchant derrière le fait qu'il n'est tenu de produire que les seuls éléments limitativement énumérés par le contrat de concession et notamment par son article 32. Au regard des évolutions jurisprudentielles, cette position n'est désormais plus tenable.

En effet, la jurisprudence administrative (Conseil d'Etat, n°369889, 18 décembre 2013, SIPPPEC, confirmant l'arrêt de la Cour d'appel de Paris n°10PA04608, du 25 mars 2013) fait obligation au concessionnaire de communiquer à l'autorité concédante un compte rendu d'activité annuel comprenant tous les éléments comptables et financiers se rapportant à la concession et permettant à celle-ci d'exercer utilement son contrôle sur l'exécution de la convention par le concessionnaire. Ainsi, l'autorité concédante est en droit de solliciter de la société Enedis « *la communication du compte de résultat détaillé à la maille de la concession, des répartitions intra-concessions, du détail de l'actif et du passif et les comptes de résultat prévisionnel à N+1, N+2 et N+3* ».

A défaut de production de ces éléments, les juridictions administratives confirment la possibilité de mettre en œuvre les pénalités prévues par l'article 32 D du cahier des charges de concession pour non obtention des données réclamées après mise en demeure.

1. Description et analyse de la construction des « éléments financiers »

Objectif :

Expliciter la manière dont sont constitués par le concessionnaire les éléments financiers de la concession et notamment ceux présentés dans le Compte Rendu Annuel d'Activité (CRAC), en apportant des éclaircissements, notamment en termes de maille et de clé de répartition utilisées sur les postes les plus représentatifs.

Evaluer la méthode adoptée par le concessionnaire pour l'établissement des informations financières à la maille de la concession du Sy.MEG, notamment les clés de répartition aux différentes mailles de coûts. Proposer des pistes d'amélioration pour apporter une meilleure lisibilité des informations financières transmises par le concessionnaire.

1.1 Situation d'ensemble

Le contexte :

Dans ses comptes rendus d'activité, le concessionnaire doit permettre à l'autorité concédante de connaître la situation économique réelle de la concession¹.

En effet, les autorités concédantes, propriétaires du réseau de distribution, ont un pouvoir de contrôle sur le service public de la distribution d'électricité et fourniture au tarif réglementé de vente, concédé à Enedis en métropole et EDF-SEI dans les territoires insulaires (Corse et Outre-Mer).

Ces derniers sont responsables du bon fonctionnement du service vis-à-vis des usagers. Ainsi, autant que les données patrimoniales, les autorités concédantes doivent pouvoir avoir une visibilité sur les dépenses d'exploitation engagées par un concessionnaire sur leur outil industriel, justifiant les tarifs aux usagers du territoire et impactant la santé des ouvrages, les services aux usagers, producteurs ou consommateurs...

Comme le précise l'article R1411-7 du code général des collectivités territoriales relatif au contenu des rapports annuels des délégataires de service public (auquel Enedis et EDF-SEI ne sont pas soumis²), « l'imputation des charges s'effectue par affectation directe pour les charges directes et selon des critères internes issus de la comptabilité analytique ou selon une clé de répartition dont les modalités sont précisées dans le rapport pour les charges indirectes, notamment les charges de structure. »

Le protocole d'accord ERDF-FNCCR du 18/09/2013 : de nouvelles exigences

Dans ce protocole, ERDF et la FNCCR ont convenu d'améliorer de manière continue la précision des données financières des CRAC. En particulier, il prévoit la transmission dans la mesure du possible des données à la maille concession, grâce à la mise en œuvre de nouveaux outils d'exploitation et de système d'information. A noter cependant que ce protocole ne s'applique pas explicitement à EDF-SEI.

Cette démarche « peut recouvrir la mise à disposition d'éléments comptables supplémentaires (par exemple le détail des comptes les plus significatifs au sein du poste « autres consommations externes »). En complément, une liste d'activités au périmètre de la concession pourra être portée à la connaissance

¹ Le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité a été condamné par la cour administrative d'appel de Paris, le 25 mars 2013, à payer plus de 4 millions d'euros au Sipperec, au terme d'un contentieux né en 2005. Ce montant correspond aux pénalités émises par le Sipperec concernant les comptes-rendus annuels d'activité (CRAC) de sa concession de distribution et de fourniture d'électricité, considérés comme incomplets. En effet, les éléments financiers présentés dans le CRAC ne permettent pas au Sipperec de connaître la situation économique réelle de la concession puisque ces éléments ne peuvent être regardés comme constituant des données comptables et financières significatives au sens des stipulations de l'article 32 du cahier des charges.

² L'article L. 1411-12 du CGCT exclut leur application pour les délégations de service public lorsque la loi institue un monopole au profit d'une entreprise, ce qui est le cas d'Enedis et d'EDF.

de l'autorité organisatrice, telle que par exemple certaines dépenses de maintenance et d'entretien du réseau, constituées à la fois de dépenses « charges de personnel » et autre charges ».

En outre, il prévoit que la plupart des affectations pourront s'effectuer à la nouvelle maille organisationnelle (par direction régionale), ce qui facilitera la répartition ensuite à la maille concession. Autant que possible, les systèmes d'information pourront identifier les « données concessions », sachant que le fait générateur de la majorité des charges se situe à une maille supérieure de la concession et ne peut être collecté à la maille concession.

L'existant

Conformément à l'article 32C du cahier des charges de concession, le compte-rendu annuel d'activité du concessionnaire présente, pour ce qui concerne le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, les « principaux éléments du compte d'exploitation au niveau géographique compatible avec l'obtention des données comptables et financières significatives ».

Afin d'optimiser les moyens techniques et financiers mis à disposition et donner tout son sens à la péréquation tarifaire basée sur l'efficacité du distributeur, un certain nombre de moyens, outils et activités sont centralisés au sein de la direction EDF SEI 'fonctions centrales'. La répartition de ces ressources sur les concessions est explicitée *infra*.

Ces ressources sont produites en propre ou achetées à EDF et Enedis pour bénéficier des économies d'échelle liés à la spécialisation des activités.

Depuis 2016, Le CRAC est une étape intermédiaire vers une cible plus détaillée telle que l'attendent les autorités concédantes et qui est définie dans le 'décret CRAC' paru en 2016 (cf. *infra*).

Dans cet esprit, la présentation du compte de résultat a été améliorée en proposant plus de détail sur le poste « autres consommations externes ».

En outre, en 2015, en cohérence avec la définition du domaine concédé, les charges et produits relatifs à la HTB avaient été enlevés du compte de résultat, mais sur deux lignes, par simplification : autres consommations externes et charges de personnel.

La production du détail des autres consommations externes conduit ainsi à retirer ligne à ligne les produits et charges HTB. Pour information les principaux postes impactés : la production stockée immobilisée, les autres dotations d'exploitation, les autres produits divers, les autres consommations externes. Ces variations se compensent et n'affectent, en théorie, pas le résultat.

Pour autant, l'existence de maille supra-concessive, et notamment la maille « Centre » (regroupant les îles de Guadeloupe ainsi que les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy) pour une partie significative des activités, afin de bénéficier d'économie d'échelle, n'affranchit pas de l'affectation localisée à l'échelle de la concession, dans la mesure où de nombreux actes liés aux réseaux ou aux clients de la distribution d'électricité sont bien localisés.

Par exemple, une partie significative des charges de personnel, des achats de matériels et services pour les activités de maintenance du réseau (préventives et curatives) et d'intervention clientèle sont identifiables sans nul doute à une échelle locale (a minima communale).

Le tableau *infra* montre :

- les postes affectés directement et les clés de répartition utilisées lorsque l'affectation n'est pas à la maille concession ;
- les montants directement affectés et ceux répartis par clé dans le total des dépenses affectables à la concession ;
- Les données disponibles directement à la maille de la concession ou de la commune.

Certaines clés étant « mixtes », avec une part de montant natif, et une part de montant réparti, notamment les « autres impôts et taxes » dont la CVAE (Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises) est proratisée puisque calculée globalement à la maille SEI.

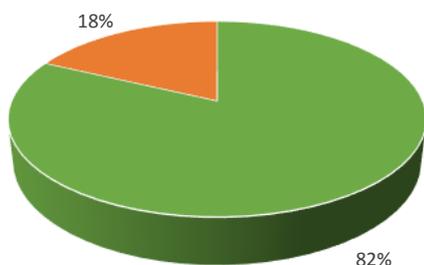
De même, une partie des « charges centrales » est logiquement proratisée de par le caractère même de ces frais de siège. A noter également que, côté recettes, le reversement TURPE d'Enedis à EDF-SEI résulte d'un calcul de prorata (cf. *infra*).

Modalités de répartition des charges et produits d'exploitation pour 2018

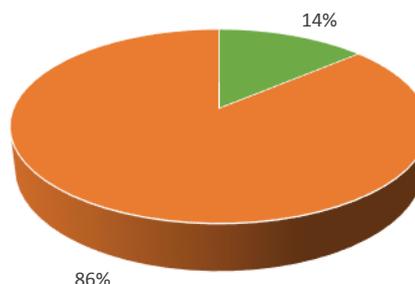
Produits d'exploitation détaillés	2018 (CRAC 2018)	Méthode de répartition 2018
Recettes d'acheminement	75 112 k€	
Dont clients HTA	7 987 k€	Affectation directe à la concession
Dont clients BT	55 339 k€	Affectation directe à la concession
Dont reversement TURPE ERDF	11 786 k€	Répartition par clé
Recettes de raccordements et prestations	2 518 k€	
Dont raccordements	3 628 k€	Affectation directe à la concession
Dont prestations	138 k€	Affectation directe à la concession
Autres recettes	-1 247 k€	Répartition par clé
Chiffre d'affaires	77 630 k€	
Autres produits	12 583 k€	
Dont Production stockée et immobilisée	10 413 k€	Mix entre natif/répartition
Dont Reprises sur amortissements et provisions	231 k€	Répartition par clé
Dont Autres produits divers	1 939 k€	Répartition par clé
Total des produits	90 213 k€	

Charges d'exploitation détaillées	2018	Méthode de répartition 2018
Consommation de l'exercice en provenance des tiers	28 850 k€	
Dont Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	12 054 k€	Répartition par clé
Dont Redevances de concession	448 k€	Affectation directe à la concession
Dont Autres consommations externes	16 348 k€	Répartition par clé
Matériel	5 758 k€	
Travaux	5 021 k€	
Informatique et télécommunications	312 k€	
Tertiaire et prestations	3 689 k€	
Bâtiments	371 k€	
Autres achats	1 196 k€	
Impôts, taxes et versements assimilés	3 286 k€	Répartition par clé
Dont Contribution au CAS FACÉ	867 k€	Répartition par clé
Dont Autres impôts et taxes	2 419 k€	Répartition par clé
Charges de personnel	23 247 k€	mix entre natif/répartition
Dotations d'exploitation	13 827 k€	
Dont Dotation aux amortissements DP	12 399 k€	Répartition par clé
Dont Dotation aux provisions DP	673 k€	Répartition par clé
Dont Autres dotations d'exploitation	755 k€	Répartition par clé
Autres charges	2 199 k€	Répartition par clé
Charges centrales	16 524 k€	Répartition par clé
Total des charges	87 933 k€	

Modalités de répartition des **produits d'exploitation**



Modalités de répartition des **charges d'exploitation**



■ Affectation directe à la concession ■ Répartition à la clé ■ Affectation directe à la concession ■ Répartition à la clé

Les évolutions entre 2012 et 2018 sur la présentation des éléments financiers

Jusqu'à récemment, les informations économiques d'exploitation transmises dans les CRAC étaient moins claires (plus dispersées), mais des efforts importants d'amélioration ont été effectués depuis, de manière progressive :

Niveau de détail sur les indicateurs de produits et de charges d'exploitation de la concession dans la partie principale du CRAC :

CRAC 2013	CRAC 2014
Produits détaillés (en k€) Recettes d'acheminement Dont Tarif vert Dont Tarif Bleu Dont complément versé par ERDF (TURP 3) Recettes de raccordements et prestations Autres recettes Chiffre d'affaires Autres produits Contribution d'équilibre Total des produits	Produits détaillés (en k€) Recettes d'acheminement Dont Tarif vert Dont Tarif Bleu Dont complément versé par ERDF (TURP 3) Recettes de raccordements et prestations Autres recettes Chiffre d'affaires Autres produits Contribution d'équilibre Total des produits
Charges détaillées (en k€) Consommation de l'exercice en provenance des tiers Accès réseau amont Redevances de concession Contribution au CAS FACE Dotations aux amortissements DP Dotations aux provisions DP Autres charges d'exploitation Contribution aux charges centrales d'EDF Contribution d'équilibre Total des charges	Charges détaillées (en k€) Consommation de l'exercice en provenance des tiers Accès réseau amont Redevances de concession Contribution au CAS FACE Dotations aux amortissements DP Dotations aux provisions DP Autres charges d'exploitation Contribution aux charges centrales d'EDF Contribution d'équilibre Total des charges
Total des produits – total des charges (en k€) Montant (y compris contribution à l'équilibre)	Total des produits – total des charges (en k€) Montant (y compris contribution à l'équilibre)

CRAC 2015**Charges d'exploitation détaillées (en k€)**

Consommation de l'exercice en provenance des tiers
Accès réseau amont
Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau
Redevances de concession
Autres consommations externes
Impôts, taxes et versements assimilés
Contribution au CAS FACÉ
Autres impôts et taxes
Charges de personnel
Dotations d'exploitation
Dotation aux amortissements DP
Dotation aux provisions DP
Autres dotations d'exploitation
Autres charges
Charges centrales
Total des charges
Total des produits - total des charges (en k€)

Produits d'exploitation détaillés (en k€)

Recettes d'acheminement
Dont clients HTA
Dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA
Dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA
Dont reversement TURPE ERDF
Recettes de raccordements et prestations
Dont raccordements
Dont prestations
Autres recettes
Chiffre d'affaires
Autres produits
Production stockée et immobilisée
Reprises sur amortissements et provisions

Evolution par rapport au CRAC N-1

CRAC 2016 et 2017**Charges d'exploitation détaillées (en k€)**

Consommation de l'exercice en provenance des tiers

Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau

Redevances de concession

Autres consommations externes

Matériel

Travaux

Informatique et télécommunications

Tertiaire et prestations

Bâtiments

Autres achats

Impôts, taxes et versements assimilés

Contribution au CAS FACÉ

Autres impôts et taxes

Charges de personnel

Dotations d'exploitation

Dotation aux amortissements DP

Dotation aux provisions DP

Autres dotations d'exploitation

Autres charges

Charges centrales

Total des charges**Total des produits - total des charges (en k€)****Produits d'exploitation détaillés (en k€)**

Recettes d'acheminement

Dont clients HTA

Dont clients BT ayant une puissance souscrite \leq 36 kVADont clients BT ayant une puissance souscrite $>$ 36 kVA

Dont autres

Dont reversement TURPE ERDF

Recettes de raccordements et prestations

Dont raccordements

Dont prestations

Autres recettes

Chiffre d'affaires

Autres produits

Production stockée et immobilisée

Reprises sur amortissements et provisions

Autres produits divers

Total des produits

Evolution par rapport au N-1

Depuis le CRAC 2015, les « autres charges d'exploitation » sont distinguées en :

- Charges de personnel ;
- Autres consommations externes ;
- Autres dotations d'exploitation.

De plus, les « recettes de raccordements et prestations » distinguent les « recettes de raccordements » des « recettes de prestations ».

En outre, **depuis le CRAC 2016**, EDF-SEI décompose le poste des « autres consommations externes », représentant plus de 15 % des charges, en les distinguant selon les 6 natures suivantes :

- **Achat de matériel** : Ils sont effectués sur la concession en fonction des besoins d'exploitation et d'investissement du réseau, et se décomposent en :
 - Une part relative à l'exploitation
 - Une part relative à la gestion clientèle
- **Achat de travaux**
- **Informatique et de télécommunications** : ils comprennent les achats locaux sur la concession concernée de petits équipements de bureautique et téléphonie ainsi qu'une quote-part des contrats mutualisés au niveau national (infogérance,...) ;
- **Tertiaire et prestations** : ils couvrent les besoins locaux sur la concession concernée (locations de salles et de matériel, frais de transport, études techniques, travaux d'impressions...) ainsi qu'une quote-part de ces mêmes achats, lorsqu'ils sont mutualisés au niveau national ;
- **Bâtiments** : ils concernent les besoins locaux sur la concession concernée (locations de bureaux, frais de gardiennage et de nettoyage, ...) ainsi qu'une quote-part de ces mêmes achats, lorsqu'ils sont mutualisés au niveau interrégional ou national ;
- **Autres achats** : ils concernent :
 - d'une part, divers postes relatifs aux besoins locaux sur la concession concernée ainsi qu'une quote-part de ces mêmes achats, lorsqu'ils sont mutualisés au niveau national,
 - d'autre part, ils enregistrent les Redevances d'Occupation du Domaine Public (RODP), qui sont affectées directement à la concession en fonction des RODP des communes la composant.

Ces dépenses sont affectées à la concession au prorata de la valeur des actifs bruts de la concession du Sy.MEG dans le Centre (EDF îles de Guadeloupe, incluant Saint Barthélémy et Saint Martin).

Cette clef de répartition n'a pas été explicitement transmise par EDF-SEI dans le cadre du présent contrôle portant sur l'exercice 2018.

A noter que lorsque les charges de ces différentes sous-rubriques concernent spécifiquement les fonctions centrales (frais au niveau du siège d'EDF, charges nationales, ...), elles sont réaffectées dans la rubrique « charges centrales ».

Ainsi, malgré les évolutions significatives récentes, ces informations ne permettent donc pas au Sy.MEG de connaître les éléments financiers et économiques précis et par la suite la situation économique réelle de la concession. Il faut reconnaître que le degré de précision sur cette dimension reste très pauvre par rapport à ce qu'il pourrait être objectivement fourni.

Evolutions possibles sur 2019 :

En métropole, Enedis a procédé (à partir du CRAC portant sur l'exercice 2016) au renforcement de la précision apportée sur certaines données, dans une logique d'amélioration continue et de transparence, concernant les reprises sur amortissements et provisions (recettes) et les dotations d'exploitation (charges) :

Extrait du CRAC 2018 (modèle Enedis en métropole)

PRODUITS D'EXPLOITATION DÉTAILLÉS (en k€) (CONCESSIONNAIRE)	CHARGES D'EXPLOITATION DÉTAILLÉES (en k€) (CONCESSIONNAIRE)
Recettes d'acheminement	Consommation de l'exercice en provenance des tiers
Dont clients HTA	Accès réseau amont
Dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA	Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau
Dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA	Redevances de concession
Dont autres	Autres consommations externes
Recettes de raccordements et prestations	Matériel
Dont raccordements	Travaux
Dont prestations	Informatique et télécommunications
Autres recettes	Tertiaire et prestations
Chiffre d'affaires	Bâtiments
Autres produits	Autres achats
Production stockée et immobilisée	Impôts, taxes et versements assimilés
Reprises sur amortissements et provisions	Contribution au CAS FACÉ
Reprises sur amortissements	Autres impôts et taxes
Dont reprises d'amortissements de financements du concédant	Charges de personnel
Dont autres types de reprises	Dotations d'exploitation
Reprises sur provisions	Dotation aux amortissements DP
Dont reprises de provisions pour renouvellement	Dont amortissement des financements du concessionnaire
Dont reprises d'autres catégories de provisions	Dont amortissement des financements de l'autorité concédante et des tiers
Autres produits divers	Dont autres amortissements
Total des produits	Dotation aux provisions DP
	Autres dotations d'exploitation
	Autres charges
	Charges centrales
	Total des charges

En outre, le modèle de nouveau cahier des charges de concession, adopté par Enedis fin 2018 en métropole, prévoit en annexe un certain nombre d'indicateurs à communiquer, et notamment concernant les aspects financiers. Ce sont notamment :

- Produits et charges liés à l'exploitation courante de la concession :
 - Rubriques relatives aux produits d'exploitation :
 - Recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie,
 - Recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes,
 - Production stockée et immobilisée,
 - Reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises,
 - Reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions,
 - Total des autres produits d'exploitation,
 - Rubriques relatives aux charges d'exploitation :
 - Achats dont coût d'accès au réseau amont et couverture de pertes,
 - Charges de personnel,
 - Redevances de concession,
 - Impôts et taxes,
 - Charges centrales et autres charges d'exploitation,
 - Charges calculées :
 - dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du concessionnaire d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers d'autre part,
 - autres amortissements,
 - autres dotations d'exploitation.
- Produits et charges exceptionnels, le cas échéant.

Cela revient de facto à acter la transmission des indicateurs déjà communiqués dans la dernière version du CRAC métropolitain (version 2018).

A noter qu'afin d'afficher des valeurs au pro forma et tenant compte des corrections comptables apportées par EDF-SEI, notamment suite aux précédents audits, les montants relatifs aux exercices 2012, 2013, 2014, 2015 et 2016 présentés ici sont issus respectivement des CRACs 2013, 2014, 2015, 2016 et 2017, en colonne « N-1 » des comptes d'exploitation figurant dans ces CRACs « N », qui tiennent donc compte des éventuelles modifications/corrections :

Synthèse des données financières d'exploitation sur 7 ans pour la concession :

(Source : CRACs de la période 2012 - 2018)

Produits d'exploitation détaillés	2012 (CRAC 2013)	2013 (CRAC 2013)	2014 (CRAC 2014)	2015 (CRAC 2015)	2016 (CRAC 2016)	2017 (CRAC 2017)	2018 (CRAC 2018)	Méthode de répartition 2018
Recettes d'acheminement	72 397 k€	72 419 k€	94 600 k€	76 741 k€	71 354 k€	71 365 k€	75 112 k€	
<i>Dont clients HTA</i>	8 894 k€	8 609 k€	9 847 k€	10 088 k€	9 198 k€	8 806 k€	7 987 k€	Affectation directe à la concession
<i>Dont clients BT</i>	53 035 k€	53 573 k€	55 017 k€	55 830 k€	54 016 k€	55 269 k€	55 339 k€	Affectation directe à la concession
<i>Dont reversement TURPE ERDF</i>	10 468 k€	10 237 k€	29 736 k€	10 823 k€	8 140 k€	7 290 k€	11 786 k€	Répartition par clé
Recettes de raccordements et prestations	4 493 k€	2 969 k€	1 744 k€	3 019 k€	3 835 k€	3 566 k€	2 518 k€	
<i>Dont raccordements</i>				2 868 k€	3 069 k€	2 742 k€	3 628 k€	Affectation directe à la concession
<i>Dont prestations</i>				151 k€	766 k€	100 k€	138 k€	Affectation directe à la concession
Autres recettes	0 k€			662 k€	813 k€	724 k€	-1 247 k€	Répartition par clé
Chiffre d'affaires	76 890 k€	75 388 k€	96 344 k€	80 422 k€	76 002 k€	74 931 k€	77 630 k€	
Autres produits	11 039 k€	11 789 k€	9 421 k€	12 614 k€	10 135 k€	9 760 k€	12 583 k€	
<i>Dont Production stockée et immobilisée</i>				9 400 k€	7 028 k€	8 713 k€	10 413 k€	Mix entre natif/répartition
<i>Dont Reprises sur amortissements et provisions</i>				416 k€	836 k€	-484 k€	231 k€	Répartition par clé
<i>Dont Autres produits divers</i>				2 798 k€	2 271 k€	1 531 k€	1 939 k€	Répartition par clé
Total des produits	87 929 k€	87 177 k€	105 765 k€	93 036 k€	86 137 k€	84 691 k€	90 213 k€	

Charges d'exploitation détaillées	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Méthode de répartition 2018
Consommation de l'exercice en provenance des tiers	60 414 k€	64 459 k€	62 407 k€	23 795 k€	24 506 k€	29 273 k€	28 850 k€	
<i>Dont Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau</i>	17 138 k€	18 117 k€	18 500 k€	12 230 k€	12 318 k€	12 212 k€	12 054 k€	Répartition par clé
<i>Dont Redevances de concession</i>	239 k€	645 k€	254 k€	394 k€	154 k€	306 k€	448 k€	Affectation directe à la concession
<i>Dont Autres consommations externes</i>	43 037 k€	45 697 k€	43 653 k€	11 171 k€	12 034 k€	16 755 k€	16 348 k€	Répartition par clé
<i>Matériel</i>					4 051 k€	3 610 k€	5 758 k€	
<i>Travaux</i>					4 022 k€	8 977 k€	5 021 k€	
<i>Informatique et télécommunications</i>					576 k€	584 k€	312 k€	
<i>Tertiaire et prestations</i>					3 122 k€	3 559 k€	3 689 k€	
<i>Bâtiments</i>					171 k€	198 k€	371 k€	
<i>Autres achats</i>					92 k€	-174 k€	1 196 k€	
Impôts, taxes et versements assimilés	751 k€	773 k€	780 k€	2 188 k€	2 672 k€	3 011 k€	3 286 k€	Répartition par clé
<i>Dont Contribution au CAS FACÉ</i>	751 k€	773 k€	780 k€	865 k€	827 k€	912 k€	867 k€	Répartition par clé
<i>Dont Autres impôts et taxes</i>				1 323 k€	1 844 k€	2 098 k€	2 419 k€	Répartition par clé
Charges de personnel				20 603 k€	20 929 k€	22 747 k€	23 247 k€	mix entre natif/répartition
Dotations d'exploitation	13 573 k€	14 101 k€	15 011 k€	14 406 k€	13 161 k€	14 734 k€	13 827 k€	
<i>Dont Dotation aux amortissements DP</i>	12 586	12 913	13 960 k€	10 988 k€	11 973 k€	11 979 k€	12 399 k€	Répartition par clé
<i>Dont Dotation aux provisions DP</i>	987 k€	1 188 k€	1 051 k€	922 k€	765 k€	704 k€	673 k€	Répartition par clé
<i>Dont Autres dotations d'exploitation</i>				2 496 k€	424 k€	2 050 k€	755 k€	Répartition par clé
Autres charges				987 k€	1 494 k€	1 017 k€	2 199 k€	Répartition par clé
Charges centrales	1 922 k€	1 722 k€	1 770 k€	11 297 k€	15 350 k€	14 688 k€	16 524 k€	Répartition par clé
Total des charges	76 660 k€	81 055 k€	79 968 k€	73 276 k€	78 112 k€	85 469 k€	87 933 k€	

En effet, pour rappel, compte-tenu de divers changements de méthodes comptables et changements de périmètre (notamment concernant la HTB, « retirée » du compte d'exploitation à partir du CRAC 2015, cf. *infra*, ou des modifications des modalités de répartitions de divers postes de charges et de produits), EDF-SEI a recalculé les données N-1 au pro forma N (sur les CRACs 2015 et 2016).

Les principaux écarts entre les données N-1 des CRACs N-1 et les données N-1 des CRACs N apparaissent dans les tableaux suivants (→) :

Chronique des CRACs sur les produits d'exploitation

		Source : CRAC 2014		CRAC 2015 (V2)		CRAC 2016	
Produits d'exploitation détaillés (en k€)	Cf. Note	2014	Pro forma 2014	2015	PF 2015	2016	
Recettes d'acheminement	2	94 600	74 647	76 742	71 569 015,77	71 354 297,65	
Dont clients HTA		9 847	9 847	10 088	9 450 712,53	9 197 910,83	
Dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA		55 017	55 017	55 830	52 158 602,65	54 016 060,32	
Dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA							
Dont reversement TURPE ERDF		29 736	9 784	10 823	9 959 700,59	8 140 326,50	
Recettes de raccordements et prestations		1 744	2 903	3 681	3 657 046,57	4 647 375,42	
Dont raccordements	3		1 757	2 868	2 849 610,40	3 068 823,86	
Dont prestations	4		556	151	150 031,20	765 845,34	
Autres recettes	5		590	662	657 404,97	812 706,21	
Chiffre d'affaires			77 550	80 423	75 226 062,34	76 001 673,07	
Autres produits		9 421	9 848	12 614			
Production stockée et immobilisée	6		7 730	9 400	8 858 758,82	7 028 003,34	
Reprises sur amortissements et provisions	7		62	416	415 207,49	835 904,87	
Autres produits divers	8		2 056	2 798	2 415 033,87	2 271 177,39	
Total des produits		105 765	87 398	93 037	86 915 062,53	86 136 758,67	

Chronique des CRACs sur les charges d'exploitation

		Source : CRAC 2014		CRAC 2015 (V2)		CRAC 2016	
Charges d'exploitation détaillées (en k€)	Cf. Note	2014	Pro forma 2014	2015	PF 2015	2016	
Consommation de l'exercice en provenance des tiers							
Accès réseau amont	9	18 500					
Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	10		9 382	12 230	-12 235 206,60	-12 317 501,01	
Redevances de concession	11	254	30	394	-386 818,90	-154 117,71	
Autres consommations externes	12		8 071	11 171	12 493 791,13	-12 034 106,85	
Impôts, taxes et versements assimilés							
Contribution au CAS FACÉ	13	780	778	865	-864 897,07	-827 212,86	
Autres impôts et taxes	14		2 041	1 323	1 939 244,58	-1 844 324,89	
Charges de personnel	15		18 671	20 603	-20 618 734,57	-20 928 556,69	
Dotations d'exploitation							
Dotation aux amortissements DP	16	13 960	10 536	10 988	-10 963 137,11	-11 972 732,13	
Dotation aux provisions DP	17	1 051	1 165	922	-922 493,62	-764 993,49	
Autres dotations d'exploitation	18		2 079	2 496	-155 845,14	-423 701,33	
Autres charges	19	43 653	1 789	987	-987 899,06	-1 494 180,99	
Charges centrales	20	1 770	12 631	11 297	-15 493 591,11	-15 350 456,72	
Total des charges		85 064	67 173	73 277	-77 061 658,88	-78 111 884,67	

Hormis une explication générique de la part d'EDF-SEI sur le fait que les charges et produits relatifs à la HTB ont été retirés du compte de résultat à partir du CRAC 2015 et sur le fait que certaines modalités d'affectations de charges et de produits ont évolué, aucun autre élément d'explication détaillé n'a été apporté.

En effet, les données pro forma 2014 et 2015 n'intègrent plus les charges « d'accès au réseau amont » liées à la HTB (logique de présentation). D'autres postes ont toutefois varié entre 2014 et le pro forma 2014 du CRAC 2015, idem entre 2015 et le pro forma 2015 du CRAC 2016, ne concernant a priori pas la HTB (dotation aux amortissements), sans explication d'EDF-SEI.

Divers points sont toujours en suspens suite au contrôle portant sur l'exercice précédent (division par 4 des « autres charges », forte hausse des « autres consommations externes », hausse en 2015 des recettes de raccordements et des « produits divers », absence de détail sur la production stockée et immobilisée, ...). Le concessionnaire n'a pas apporté de réponse sur cela (ni sur d'autres nouveaux points posant question concernant 2016 et exposés *infra*).

En synthèse sur les évolutions constatées et points d'amélioration à attendre

- Si on peut constater une amélioration significative dans le format de présentation de l'équilibre économique de la concession ces dernières années le degré de détail reste encore insuffisant, certains postes restant encore trop « globalisés » et la lisibilité sur une chronique de plusieurs exercices n'est pas chose aisée (rupture de chronique suite au retraitement de la HTB, modifications de certaines modalités d'imputation de dépenses/recettes) dans les différents postes de charges/produits, etc.)
- Sur les charges d'exploitation, un effort significatif peut être attendu à horizon 2018 (CRAC relatif à l'exercice 2017) pour être conforme au protocole ERDF – FNCCR (non applicable explicitement à EDF-SEI) et au décret CRAC de 2016. Comme tend à le suggérer le protocole, une information d'ordre analytique permettant d'identifier par exemple l'effort de maintenance préventif et curatif, serait très utile
- Sur le plan des affectations, aujourd'hui Enedis affecte plus de 82% des recettes directement à la maille concession, ce qui apparaît satisfaisant. En revanche seul 14% des postes de charges sont concernées par une affectation directe à la maille concession (stable par rapport à l'exercice précédent), ce qui est bien insuffisant pour fournir une image financière représentative.
- Aucune évolution n'est survenue et n'a été constatée sur les éléments présentés dans le CRAC 2018 en comparaison du CRAC 2017.

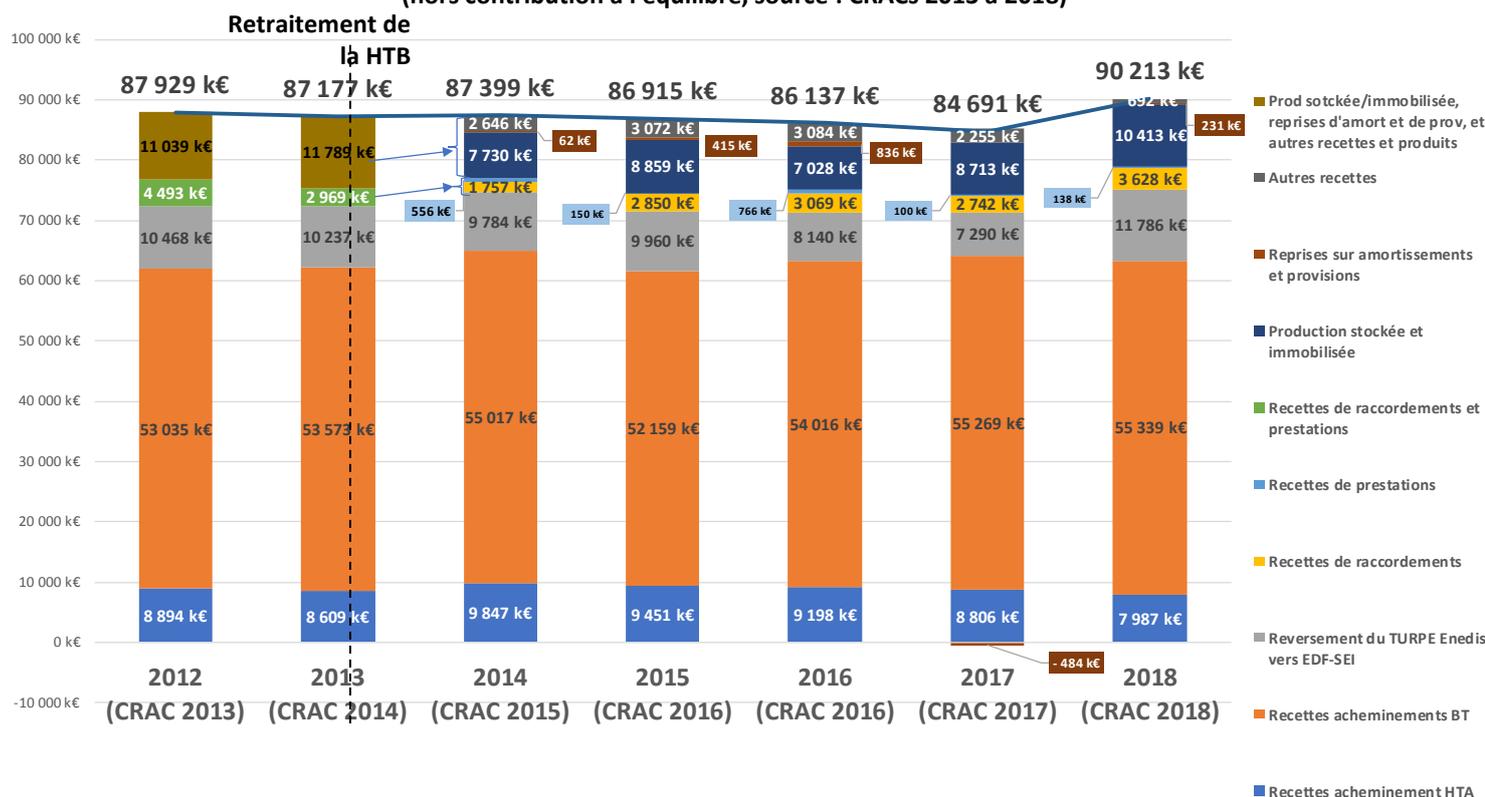
1.2 Contenu et détermination des postes de produits d'exploitation

Le tableau et le graphique *infra* récapitulent les produits d'exploitation des 7 derniers exercices (2012 à 2018).

A noter qu'afin d'afficher des valeurs au *pro forma* et tenant compte des corrections comptables apportées par EDF-SEI, notamment suite aux précédents audits, les montants relatifs aux exercices 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 et 2017 présentés ici sont issus respectivement des CRACs 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 et 2018, en se basant sur les colonnes « N-1 » des comptes d'exploitation figurant dans ces CRACs « N », qui tiennent donc compte des éventuelles modifications/corrections :

Evolution des produits d'exploitation sur la concession du Sy.MEG sur la période 2012-2018

(hors contribution à l'équilibre, source : CRACs 2013 à 2018)



Produits d'exploitation détaillés	2012 (CRAC 2013)	2013 (CRAC 2014)	2014 (CRAC 2015)	2015 (CRAC 2016)	2016 (CRAC 2017)	2017 (CRAC 2017)	2018 (CRAC 2018)
Recettes d'acheminement	72 397 k€	72 419 k€	74 648 k€	71 569 k€	71 354 k€	71 365 k€	75 112 k€
Dont clients HTA	8 894 k€	8 609 k€	9 847 k€	9 451 k€	9 198 k€	8 806 k€	7 987 k€
Dont clients BT	53 035 k€	53 573 k€	55 017 k€	52 159 k€	54 016 k€	55 269 k€	55 339 k€
Dont reversement TURPE ERDF	10 468 k€	10 237 k€	9 784 k€	9 960 k€	8 140 k€	7 290 k€	11 786 k€
Recettes de raccordements et prestations	4 493 k€	2 969 k€	2 313 k€	3 000 k€	4 647 k€	3 566 k€	2 518 k€
Dont raccordements			1 757 k€	2 850 k€	3 069 k€	2 742 k€	3 628 k€
Dont prestations			556 k€	150 k€	766 k€	100 k€	138 k€
Autres recettes	0 k€	0 k€	590 k€	657 k€	813 k€	724 k€	-1 247 k€
Chiffre d'affaires	76 890 k€	75 388 k€	77 551 k€	75 226 k€	76 814 k€	74 931 k€	77 630 k€
Autres produits	11 039 k€	11 789 k€	9 848 k€	11 689 k€	10 135 k€	9 760 k€	12 583 k€
Dont Production stockée et immobilisée			7 730 k€	8 859 k€	7 028 k€	8 713 k€	10 413 k€
Dont Reprises sur amortissements et provisions			62 k€	415 k€	836 k€	-484 k€	231 k€
Dont Autres produits divers			2 056 k€	2 415 k€	2 271 k€	1 531 k€	1 939 k€
Total des produits	87 929 k€	87 177 k€	87 399 k€	86 915 k€	86 949 k€	84 691 k€	90 213 k€

A noter que, depuis le CRAC 2015, la décomposition des produits d'exploitation a gagné en lisibilité (cf. analyse des évolutions des informations figurant dans les CRACs *supra*). Il est fait une distinction entre :

- Les recettes de raccordements et les recettes de prestations ;
- La production stockée/immobilisée, les reprises d'amortissements/provisions et les autres recettes.

1.2.1 Recettes d'acheminement

Composition et niveau :

Les recettes d'acheminement sont valorisées par rapport aux modalités d'application du TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité), fixé par décision ministérielle sur proposition de la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) de façon à couvrir les coûts engagés dans l'activité de distribution d'électricité. Ce tarif est unique sur l'ensemble du territoire (principe de péréquation). Ces recettes sont celles facturées aux clients aux tarifs réglementés (tarifs bleus, bleus + et tarifs verts).

En outre, contrairement à ce qui est présenté par Enedis en métropole, les recettes d'acheminement ne sont pas présentées en distinguant les tarifs réglementés par puissance souscrite (recettes d'acheminement des clients <36 kVA, >36 kVA et HTA), mais uniquement en distinguant les usagers HTA de usagers BT. En effet, aux dires d'EDF-SEI, le système d'information comptable et financier d'EDF-SEI ne permet pour le moment que la distinction des deux types de segments.

Il faut également rappeler que le tarif jaune n'existe pas dans les DOM contrairement à la métropole (jusqu'à récemment son extinction). Le tarif Bleu+ (qui correspond au segment des clients BT>36kVA) et le tarif Bleu (qui correspond au segment des clients BT≤36kVA) y ont la même structure tarifaire

Les recettes d'acheminement intègrent aussi des « le reversement TURPE d'Enedis ».

Le reversement TURPE d'Enedis à EDF SEI est déterminé par la CRE à la maille d'EDF-SEI en se basant sur l'écart entre les recettes d'acheminement effectives de SEI et les coûts exposés. Cela représente, pour EDF-SEI, une recette d'exploitation, provenant d'Enedis et non des usagers.

Le TURPE est établi a priori pour une période de 4 ans. Les charges et les produits, les investissements sont établis à la maille de SEI.

Les recettes d'acheminement sur la concession au titre de l'exercice 2018 s'élèvent à 75 112 k€ (en intégrant le reversement du TURPE d'Enedis) et représentent 83% des produits de la concession, en progression de +5% par rapport à l'exercice précédent.

Sans intégrer le reversement du TURPE d'Enedis, qui s'élève à 11 786 k€ sur 2018, les recettes d'acheminements (BT et HTA) atteignent 63 326 k€ sur 2018 (84% des recettes d'exploitation), en légère baisse de -1,2% par rapport à l'exercice précédent.

Cette baisse s'explique par la conjugaison d'un effet volume défavorable (baisse de -2,2% des volumes acheminés entre 2017 et 2018) partiellement compensée par un effet prix favorable (hausse du TURPE). En effet, rappelons que 2018 a vu l'application de 2 évolutions du TURPE :

- Un premier mouvement tarifaire au 1er février 2018 se traduisant par une hausse de +0,7% pour les bleus résidentiels, +1,6% pour les bleus non résidentiels, +1,2% pour les tarifs bleus plus et +1,0% pour les tarifs verts ;
- Un second mouvement tarifaire au 1er août 2018 se traduisant par une hausse de +0,5% pour les bleus résidentiels, +1,1% pour les bleus non résidentiels, -0,3% pour les tarifs bleus plus et -0,3% pour les tarifs verts.

Les recettes d'acheminement proviennent pour l'essentiel (87%) des clients BT, les clients HTA représentant 13% des recettes.

Mode de détermination :

Les recettes d'acheminement indiquées sont des valeurs restituées directement au périmètre de la concession à partir des systèmes de facturation d'EDF SEI.

Le reversement du TURPE d'Enedis à EDF-SEI est imputé sur la concession après répartition par centre EDF à la clé acheminement.

1.2.2 Recettes de raccordement et prestations

Composition et niveau :

Les recettes de raccordements et prestations sont les recettes des raccordements des clients facturés au forfait et hors forfait parmi lesquelles les tickets (forfait) et les prestations de raccordement au réseau facturées aux clients selon un barème établi par la CRE (contributions suite à la mise en œuvre de la loi SRU-UH).

Ces recettes comprennent également des services et interventions facturés aux clients alimentés en basse et haute tension (BT et HTA) selon un barème approuvé par la CRE à travers le catalogue de prestations d'Enedis (mises en service, interventions pour impayés, mesures de tension, ...).

Les recettes de raccordements et prestations sur la concession du Sy.MEG au titre de l'exercice 2018 s'élèvent à 3 766 k€ (dont 3 628 k€ de recettes de raccordements et 138 k€ de recettes de prestations), soit 4% du total des produits, en progression de +33% par rapport à 2017 (cf. revue analytique des principales variations *infra*).

Mode de détermination :

Les recettes relatives à la facturation des prestations autres que les raccordements sont affectées directement à la maille de la concession, et reflètent donc bien ce qui a été réellement perçu au cours de l'exercice par le concessionnaire pour ce type de service.

1.2.3 Autres recettes

Les autres recettes correspondent aux montants comptabilisés par chaque centre dans le cadre de l'exécution de prestations annexes : prestations dans le cadre de la mixité EDF-GRDF en Corse, modifications d'ouvrages, études diverses ainsi qu'une quote-part de ces mêmes recettes, lorsqu'elles sont mutualisées au niveau national. Cette quote-part est affectée à chaque centre au prorata de ses activités.

Elles s'élèvent à -1 247 k€ en 2018 (recettes négatives) correspondent à la rétrocession au Réseau du chiffre d'affaires « Services » et de la facturation de l'acheminement des producteurs autonomes (cf. détails *infra*).

Les autres recettes sont affectées à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein du Centre concerné.

1.2.4 Les « autres produits »

Composition et niveau :

Les autres produits sont principalement constitués par :

- La production stockée et immobilisée, représentant les valorisations des travaux réalisés par l'entreprise EDF-SEI pour elle-même, est évaluée au prix de revient. Cette production constitue un produit d'exploitation et vient neutraliser la charge d'exploitation correspondant aux coûts engagés en interne par EDF-SEI (coûts de main d'œuvre, de matériel, etc.) concourant à la création des immobilisations au cours d'un exercice donné.

Ce mécanisme comptable permet de faire passer ces charges de « production interne » en immobilisations de telle sorte que la valeur de l'immobilisation produite figure à l'actif du bilan et que l'impact sur le résultat d'exploitation de ce type d'investissement soit nul.

A noter que les charges externes (études et prestations intellectuelles, travaux, fournitures et matériel), affectées directement aux investissements de la concession, sont enregistrées au bilan sans transiter par le compte de résultat.

- Les reprises sur amortissements et provisions correspondent principalement à :
 - Des reprises de diverses provisions « locales » comme des reprises de provisions pour renouvellement constituées sur les immobilisations du domaine concédé ou des reprises d'amortissement du financement concédant (dans le cas de mises au rebut sans renouvellement, les amortissements constitués sur l'ouvrage renouvelé sont repris au résultat),
 - Des reprises de diverses provisions « *supra*-concessives » comme des reprises de provision pour risques et charges constituées à l'échelle d'EDF-SEI (avantages au personnel, abondement, risque de litige, risque prud'homale, risque industriel, ...),
 - Reprises de provisions des reprises de provisions sur risques et litiges et, le cas échéant, sur les provisions pour renouvellement
- Les autres recettes sont principalement constitués des remboursements divers et des subventions reçues de la part de tiers (notamment les indemnités d'assurance).

L'ensemble de ces « Autres Produits » s'élève à 12 583 k€ soit 14% du total des produits de la concession en 2018.

Ces « Autres Produits » sont en forte progression (+29%) par rapport à l'exercice précédent (cf. *infra*).

Mode de détermination :

La production stockée et immobilisée correspondant à des investissements localisables au niveau de la concession lui est affectée directement. Lorsque les investissements sont mutualisés au niveau du centre, la production stockée et immobilisée correspondante est affectée à la concession au prorata de la valeur de ses actifs bruts dans le réseau de distribution publique.

EDF-SEI n'a pas été en mesure de transmettre la répartition de la production stockée et immobilisée entre la part native à la concession et la part répartie par clé de répartition.

EDF-SEI a indiqué qu'« avoir le détail sur ce poste conduirait à donner le détail pour chaque affaire mouvementée dans l'année, relevant de facto des choix de politique industrielle ».

En revanche, **les reprises sur amortissements et provisions sont comptabilisées par clé de répartition** (affectation à la concession au prorata de la valeur des amortissements du réseau DP).

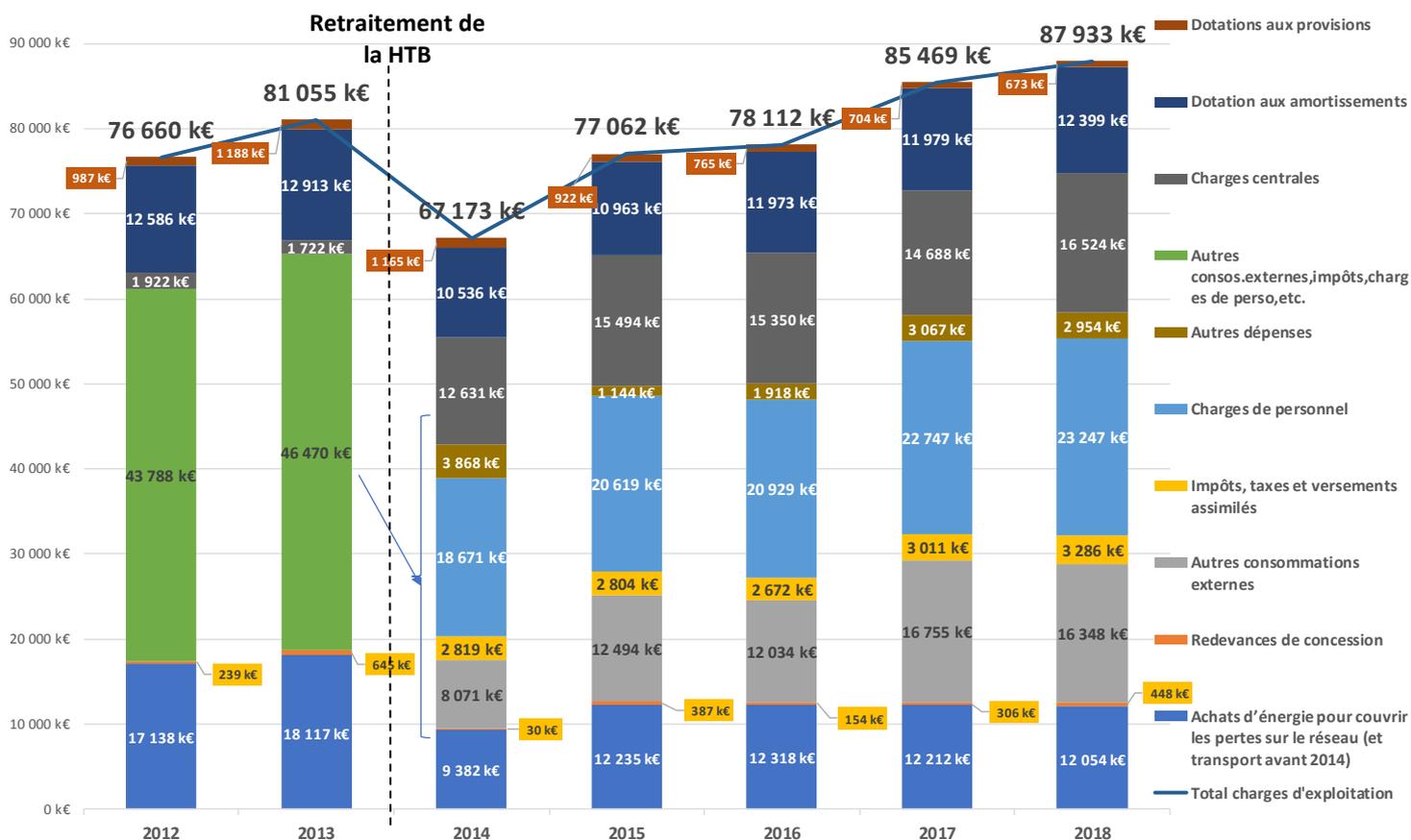
Si cela peut se justifier pour les reprises de provisions « nationales » puisqu'elles n'ont pas, à leur origine, été constituées sur le territoire de la concession (ce type de provision couvre essentiellement des risques nationaux), l'utilisation d'une clé de répartition sur les reprises sur amortissements et provisions constituées localement n'est pas justifiée dans la mesure où les systèmes comptables du concessionnaire permettent *a priori* de retracer ces flux à la maille de la concession.

1.3 Contenu et détermination des postes de charges d'exploitation

Le tableau et le graphique *infra* récapitulent les charges d'exploitation des 7 derniers exercices (2012 à 2018).

A noter qu'afin d'afficher des valeurs au *pro forma* et tenant compte des corrections comptables apportées par EDF-SEI, notamment suite aux précédents audits, les montants relatifs aux exercices 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 et 2017 présentés ici sont issus respectivement des CRACs 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 et 2018, en se basant sur les colonnes « N-1 » des comptes d'exploitation figurant dans ces CRACs « N », qui tiennent donc compte des éventuelles modifications/corrections :

Evolution des charges d'exploitation sur la concession du Sy.MEG sur la période 2012-2018 (hors contribution à l'équilibre, source : CRACs 2013 à 2018)



Charges d'exploitation détaillées	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Consommation de l'exercice en provenance des tiers	60 414 k€	64 459 k€	17 483 k€	25 116 k€	24 506 k€	29 273 k€	28 850 k€
Dont Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	17 138 k€	18 117 k€	9 382 k€	12 235 k€	12 318 k€	12 212 k€	12 054 k€
Dont Redevances de concession	239 k€	645 k€	30 k€	387 k€	154 k€	306 k€	448 k€
Dont Autres consommations externes	43 037 k€	45 697 k€	8 071 k€	12 494 k€	12 034 k€	16 755 k€	16 348 k€
Matériel				4 105 k€	4 051 k€	3 610 k€	5 758 k€
Travaux				4 305 k€	4 022 k€	8 977 k€	5 021 k€
Informatique et télécommunications				674 k€	576 k€	584 k€	312 k€
Tertiaire et prestations				3 205 k€	3 122 k€	3 559 k€	3 689 k€
Bâtiments				181 k€	171 k€	198 k€	371 k€
Autres achats				24 k€	92 k€	-174 k€	1 196 k€
Impôts, taxes et versements assimilés	751 k€	773 k€	2 819 k€	2 804 k€	2 672 k€	3 011 k€	3 286 k€
Dont Contribution au CAS FACÉ	751 k€	773 k€	778 k€	865 k€	827 k€	912 k€	867 k€
Dont Autres impôts et taxes			2 041 k€	1 939 k€	1 844 k€	2 098 k€	2 419 k€
Charges de personnel			18 671 k€	20 619 k€	20 929 k€	22 747 k€	23 247 k€
Dotations d'exploitation	13 573 k€	14 101 k€	13 780 k€	12 041 k€	13 161 k€	14 734 k€	13 827 k€
Dont Dotation aux amortissements DP	12 586 k€	12 913 k€	10 536 k€	10 963 k€	11 973 k€	11 979 k€	12 399 k€
Dont Dotation aux provisions DP	987 k€	1 188 k€	1 165 k€	922 k€	765 k€	704 k€	673 k€
Dont Autres dotations d'exploitation			2 079 k€	156 k€	424 k€	2 050 k€	755 k€
Autres charges			1 789 k€	988 k€	1 494 k€	1 017 k€	2 199 k€
Charges centrales	1 922 k€	1 722 k€	12 631 k€	15 494 k€	15 350 k€	14 688 k€	16 524 k€
Total des charges	76 660 k€	81 055 k€	67 173 k€	77 062 k€	78 112 k€	85 469 k€	87 933 k€

A noter que depuis le CRAC 2015, la décomposition des charges d'exploitation a gagné en lisibilité. En effet, il est fait une distinction entre :

- Les autres consommations externes (qui sont d'ailleurs détaillées en sous-catégories depuis le CRAC 2016, mais qui n'apparaissent pas sur le graphique *supra* afin de gagner en lisibilité, cf. analyse spécifique *infra*) ;
- Les impôts, taxes et versements assimilés ;
- Les charges de personnel.

1.3.1 Les consommations de l'exercice en provenance des tiers

Composition et niveau :

Les consommations de l'exercice en provenance des tiers sont constituées par :

- Les dépenses d'achats d'énergie, correspondant aux achats d'électricité effectués afin de couvrir les pertes constatées sur le réseau de distribution publique (pertes « techniques³ » et pertes « non techniques⁴ »). Conformément à l'article 14 de la deuxième directive européenne sur l'électricité du 26 juin 2003, les achats sont effectués au niveau national par appel d'offre auprès de fournisseurs qualifiés. Les contrats portent sur des produits de marché et sont réalisés aux travers d'enchères ;
- Les redevances de concession constituées de la somme des parts R1 et R2 ;
- Les autres consommations externes comprenant :
 - Les achats de matériels avec 4 principales familles d'articles
 - L'appareillage ;
 - Les câbles, connectiques et supports ;
 - L'interface clientèle ;
 - La logistique industrielle.
 - Les achats de services externes, dont les actes réseau et clientèle sous-traités ;
 - Les redevances d'occupation du domaine public (RODP)

Une partie des achats correspond à des investissements et figure en production immobilisée (cf. *supra*). Cette rubrique comprend également certaines prestations fournies par le groupe EDF, notamment en matière de support SI, immobilier, recherche et développement.

Le fait de regrouper dans un même poste et sans différenciation les achats de matériel, les achats de services et les RODP (qui relèvent de la rubrique redevances) rend opaque la lecture des charges d'exploitation effectivement consacrées au réseau et à la clientèle.

Le poste « consommations en provenance des tiers » de l'exercice s'élève à 28 850 k€ en 2018, soit 33% du total des charges.

Il mixe des charges de natures bien différentes :

- Des charges partiellement maîtrisables comme les achats d'énergie pour les pertes en ligne (12 054 k€ en 2018) ;
- La redevance de concession (non maîtrisables par le concessionnaire), parts R1 et R2 de la redevance annuelle, effectivement versées au cours de l'année (448 k€ en 2018) ;

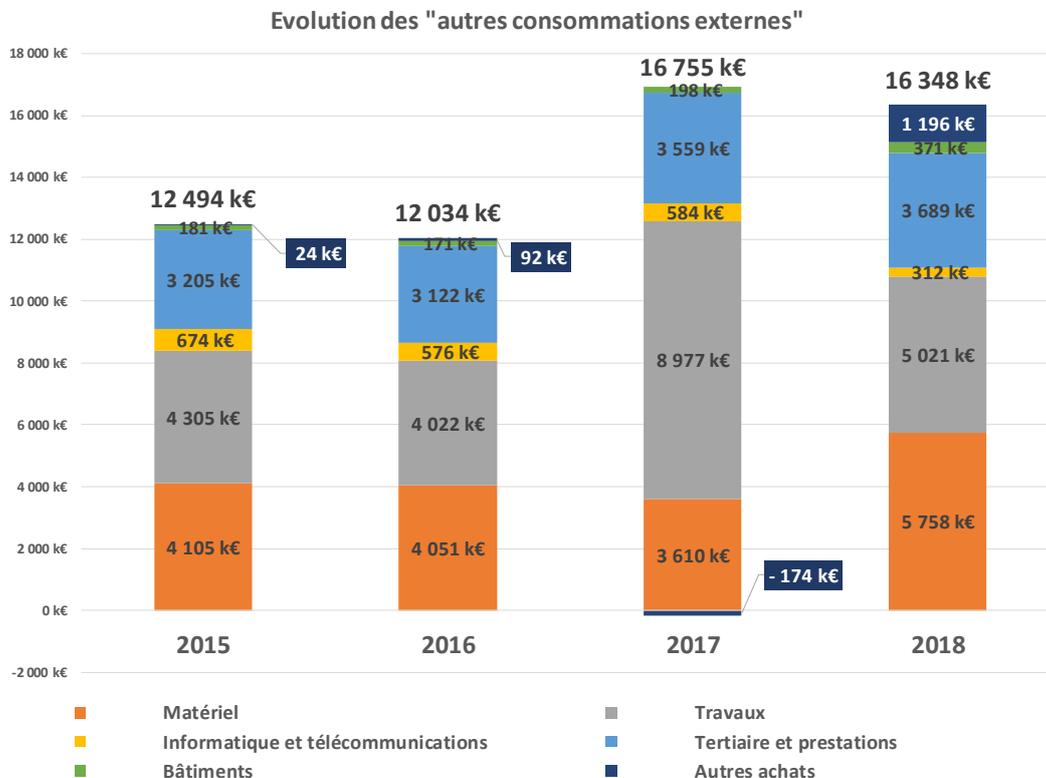
³ Les pertes techniques peuvent provenir de pertes en ligne (effet joule dans les réseaux de distribution HTA et BT) mais aussi de pertes liées à la transformation HTA/BT.

⁴ Les pertes non-techniques proviennent de consommation d'énergie non enregistrée. Ces pertes résultent de vols d'énergie ou d'erreurs de comptage.

- Les « autres consommations externes » maitrisables par le concessionnaire (16 348 k€ en 2018), représentent 19% des charges totales, qui ont fait l'objet, pour la seconde fois depuis le CRAC 2016 d'un niveau de détail supplémentaire, ce qui est fort appréciable (cf. analyse *infra*) :

Détail des « autres consommations externes »

Source : CRACs 2016-2018



- A noter que EDF-SEI étant une entreprise intégrée, les coûts d'accès au réseau amont, correspondant aux charges d'acheminement de l'électricité sur le réseau de transport (« droit de péage » sur le réseau de transport HTB de Guadeloupe) n'apparaît plus depuis le CRAC 2015 dans le compte d'exploitation présenté.
En effet, il s'agit là d'une logique de présentation, Enedis ayant fait le choix de retirer depuis la version 2015, en produits comme en charges, les éléments relatifs à la HTB, car ils ne correspondent pas au périmètre de la concession Sy.MEG, limité à la seule distribution publique d'électricité.
A signaler qu'en métropole, Enedis achète le coût du transport au RTE, générant une charge d'accès au réseau amont (représentant 23% des charges d'exploitation) ;

Mode de détermination :

Hormis les redevances de concession et les RODP, et une partie des « autres consommations externes », ces charges sont réparties par clé :

- Les **achats d'énergie pour couvrir les pertes réseaux sont calculés par chaque Centre, et donc à la maille concession dans le cas de la Martinique ;**
- Les **redevances de concession sont directement enregistrées à la maille de la concession ;**
- Les « autres consommations externes » **sont affectées à la concession au prorata de la valeur de ses actifs bruts dans le Centre, donc à la maille concession dans le cas de la Martinique.**

1.3.2 Les impôts, taxes et versements assimilés

Les impôts, taxes et versements assimilés sont principalement constitués par :

- La contribution au FACE, correspondant à la quote-part calculée pour la concession de la contribution d'Enedis au Fond d'Amortissement des Charges d'Electrification ;
- Les autres impôts et taxes, correspondant essentiellement aux Taxes Foncières, à la Contribution Economique et Territoriale (en 2013, la Taxe Professionnelle est remplacée par la CET) et à l'Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (hors IS⁵) ;

Ne figurent dans cette rubrique ni l'Impôt sur les Sociétés (IS), ni les taxes dont EDF-SEI n'est que percepteur et qui n'apparaissent donc pas en charges (exemple : TVA).

Ce poste s'élève à 3 286 k€ en 2018 (dont 867 k€ de contribution au CAS FACE), soit 4% du total des charges.

L'ensemble des autres impôts et taxes est réparti sur la concession au prorata de la valeur des actifs bruts du réseau DP de la concession du Sy.MEG au sein du Centre concerné.

⁵ Impôt sur les Sociétés

1.3.3 Les charges de personnel

Composition et niveau :

Les charges de personnel couvrent les salaires et traitements du personnel d'EDF-SEI affectés totalement ou partiellement à la concession du Sy.MEG ainsi que les charges sociales afférentes.

Cette masse salariale est relative aux agents travaillant sur le réseau (entretien, dépannage, conduite du réseau), à ceux chargés des relations avec les clients (activités de comptage, relève, interventions techniques, accueil, facturation et raccordement) et au personnel en charge des activités « support » (gestion et administration).

Les charges de personnel sur la concession du Sy.MEG au titre de l'exercice 2018 s'élèvent à 23 247 k€, soit 26% du total des charges.

Mode de détermination :

Pour tenir compte de ces différentes activités et du fait que les agents ne sont pas dédiés à une concession en particulier, les charges de personnel d'EDF-SEI sont affectées à la concession selon les règles suivantes :

- les charges de personnel relatives à l'activité de construction d'immobilisations sont affectées selon les coûts de main d'œuvre imputés sur les affaires identifiables sur le périmètre de la concession (natif à la concession),
- les charges de personnel relatives à l'activité réseau sont affectées à la concession au prorata de la valeur des actifs bruts du réseau DP de la concession au sein du centre concerné, et donc à la maille concession pour la Martinique.

EDF-SEI n'a pas donné la part des charges de personnel affectées de manière native à la concession (celle imputée sur les travaux de construction d'immobilisations) de la part non native (activité réseau).

Il n'existe aucune raison qui justifie que cette même méthode (ou une méthode similaire) ne soit aussi utilisée pour les achats de matériels et prestations qui relèvent soit d'actes d'investissement ; soit « d'activités réseau ».

1.3.4 Les dotations d'exploitation

Composition et niveau :

Ce poste regroupe l'ensemble des charges de dotations aux amortissements et aux provisions. Il s'agit :

- Des dotations aux amortissements sur immobilisations du domaine concédé, correspondant à la charge annuelle d'amortissement industriel calculée sur la valeur historique des biens, et étalée sur leur durée de vie. Elle couvre, d'une part, l'amortissement des financements du concédant et, d'autre part, celui des financements du concessionnaire ;

Rappelons qu'aucune dotation aux amortissements sur les ouvrages BT et les postes HTA/BT situés en zone ER n'est comptabilisée au compte d'exploitation de la concession, entraînant une sous-estimation de cette charge.

- Des dotations aux provisions sur immobilisations du domaine concédé, correspondant à la dotation annuelle aux provisions pour renouvellement, assises sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur historique des biens et constituées pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession ;
- Les autres dotations d'exploitation, correspondant essentiellement à l'imputation sur la concession des dotations aux provisions pour risques et charges ainsi qu'aux pensions et obligations assimilées comptabilisées au niveau national. Elles comprennent également les dotations aux amortissements sur immobilisations du domaine propre (généralement mutualisés sur l'ensemble du Centre, voire d'EDF-SEI).

Ces dotations sont comptabilisées conformément aux dispositions contractuelles du cahier des charges de concession, elles portent sur :

- L'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant ;
- La provision pour renouvellement ;
- L'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concessionnaire.

Le montant de ces postes s'élève en 2018 à 13 827 k€, soit 16 % du total des charges.

Mode de détermination :

- Les **dotations aux amortissements** sur les immobilisations du domaine concédé sont générées directement par le système d'information au niveau de chaque centre, et donc **imputées de façon native sur la concession** ;
- Les **dotations aux provisions pour renouvellement** sur les immobilisations du domaine concédé sont générées directement par le système d'information au niveau de chaque centre, et donc **imputées de façon native sur la concession** ;
- Les **autres dotations d'exploitation sont, pour les mêmes raisons, imputées de façon native sur la concession**.

1.3.5 Les autres charges et charges centrales

Les autres charges correspondent à d'autres charges d'exploitation courantes, de type valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut, charges sur créances clients devenues irrécouvrables ainsi que divers éléments non systématiquement récurrents (éventuelles amendes et pénalités par exemple).

Les charges centrales regroupent quant à elles différentes charges constatées au niveau des services centraux d'EDF.

Elles représentent la somme des différentes charges constatées au niveau des services centraux d'EDF et des fonctions support des centres.

Les « autres » dépenses représentent 3% (2 199 k€) en 2018 du total des charges, en forte progression (cf. *infra*) et les charges centrales stables à 19% environ (16 524 k€) en 2018, également en forte progression par rapport à l'exercice précédent (cf. *infra*).

Ces deux postes sont répartis selon au prorata de la valeur brute des actifs de la concession au sein du Centre concerné (à l'exception de la valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut, directement affectée à la concession).

A noter que la répartition des « charges centrales » est validée par la CRE.

1.4 Le résultat d'exploitation de la concession

1.4.1 Mécanismes de calcul de la contribution à l'équilibre

Au niveau de la concession, le principe de péréquation tarifaire (tarif unique au niveau national) se traduit par le calcul d'un résultat intégrant une contribution à l'équilibre (sous-entendu la contribution à l'équilibre des autres concessions françaises) visant à assurer l'équilibre global d'EDF-SEI.

En effet chaque concession présente des caractéristiques territoriales qui induisent des niveaux de coûts d'exploitation différents. L'un des inducteurs de différence de coût majeur est la densité et la concentration des charges (clients) sur le territoire. Alors que les recettes tarifaires dépendent du nombre de clients et des consommations, les territoires à faible densité de consommation sont coûteux à exploiter (longueur et éloignement des réseaux, vulnérabilité de ceux, espacement des clients...).

Ainsi la contribution à l'équilibre représente la participation de la concession aux surcoûts associés aux territoires les plus coûteux à exploiter ou la participation du niveau national au financement de la concession si son territoire est plus coûteux à exploiter que la moyenne, au niveau d'EDF-SEI.

Pour calculer le niveau de contribution à l'équilibre de chaque concession, EDF-SEI calcule

- un résultat de la concession en faisant la différence entre les produits et les charges d'exploitation constatés, calculés ou affectés directement à la concession à partir des systèmes d'informations comptables. Ce résultat correspond à un **résultat d'exploitation « constaté » sur la concession**.
- une quote-part du résultat global de la direction EDF-SEI, calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession. C'est donc un **résultat théorique « affiché »** et correspond au résultat d'exploitation présenté dans le CRAC.
- la valeur de la contribution à l'équilibre calculée au titre de la concession représente la différence entre ces 2 résultats, c'est-à-dire la différence entre les charges et produits constatés, calculés ou affectés à la concession à partir des systèmes d'informations comptables et la quote-part du résultat d'exploitation de la direction d'EDF-SEI (niveau consolidé) calculé au prorata du chiffre d'affaires de la concession (résultat affiché « théorique »).

En d'autres termes, dans le cadre de la péréquation, la contribution à l'équilibre permet de matérialiser la somme « versée » ou « touchée » par chaque concession pour l'équilibre du système global d'EDF-SEI.

La valeur de la contribution à l'équilibre constitue un lien essentiel entre les concessions car il est le socle de l'unicité du tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

Au niveau de la comptabilité nationale d'EDF-SEI, la somme des résultats des concessions est toujours, par construction, égale au résultat d'exploitation d'EDF-SEI.

A noter qu'EDF-SEI étant simplement une « direction » au sein du groupe EDF, elle ne dispose pas d'une comptabilité dédiée, empêchant toute reconstitution de celle-ci à la maille concession sur la base de son résultat d'exploitation indisponible (puisque ce n'est pas une société ad-hoc).

1.4.2 Contribution à l'équilibre sur la concession du Sy.MEG

Sur la concession du Sy.MEG, les contributions à l'équilibre constituent, sur la période 2012 - 2015, des charges (venant *de facto* diminuer le résultat d'exploitation post-contribution à l'équilibre), d'un niveau relativement important (comprises entre 3% et 15% du chiffre d'affaires selon l'année considérée, ce qui représente une charge supplémentaire comprise selon l'année considérée, entre 2,8 M€ et 9,1 M€). A l'inverse, les contributions à l'équilibre sur les exercices 2017 et 2018 correspondent à des recettes (venant *de facto* augmenter le résultat d'exploitation post-contribution à l'équilibre).

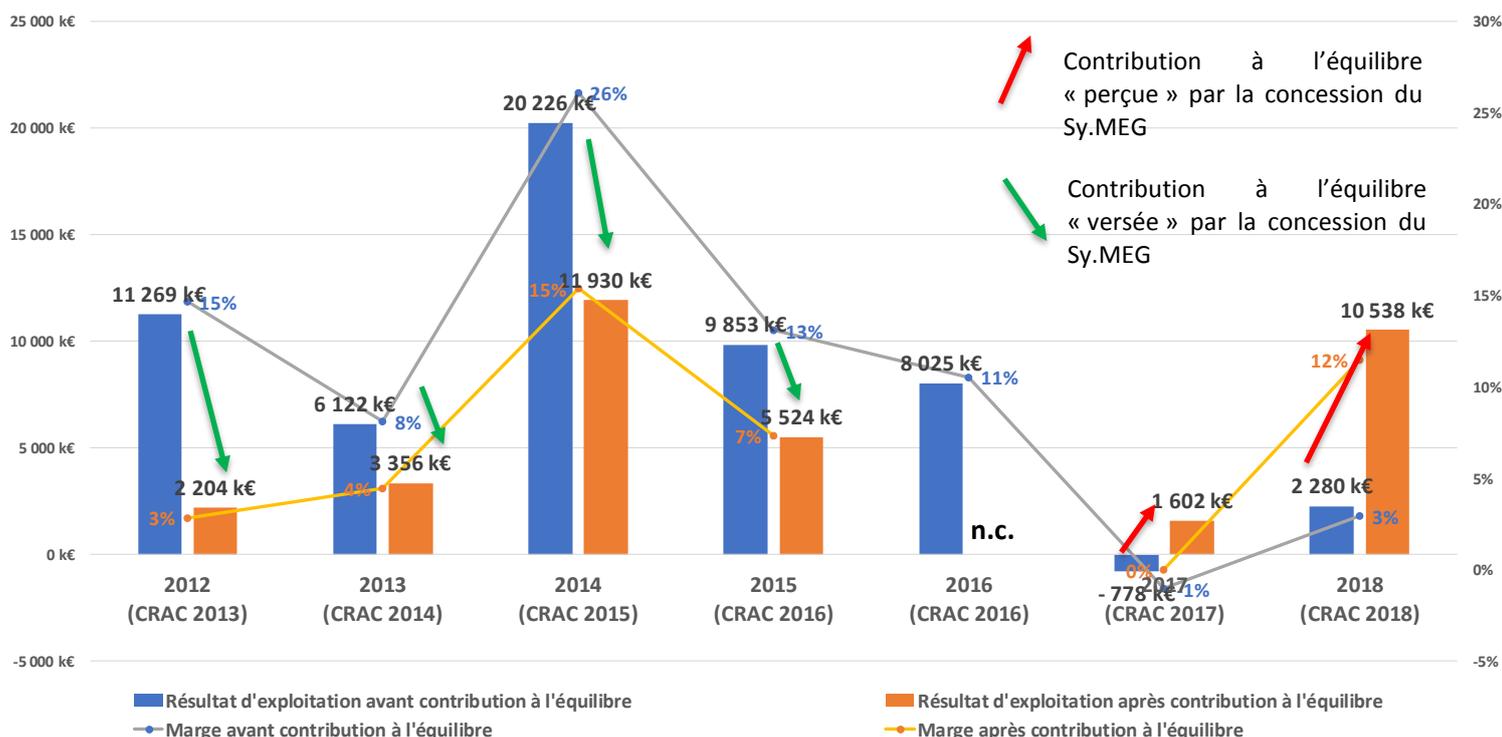
A noter que **la contribution à l'équilibre relative à l'exercice 2016 n'a pas été transmise par le concessionnaire, et ce malgré de multiples demandes.**

Cela représente, sur la période 2012-2015, une contribution de la concession du Sy.MEG vers les autres concessions d'EDF-SEI, pour assurer l'équilibre du système global, et une situation inverse sur les exercices 2017-2018 (contribution des autres concessions d'EDF-SEI vers la concession du Sy.MEG), même si évidemment, dans la réalité, cette contribution ne donne lieu à aucun flux de trésorerie.

Le résultat d'exploitation affiché pour la concession par Enedis au final correspond à la différence des produits et recettes, moins la contribution à l'équilibre (constituant une charge sur la concession du Sy.MEG sur la période 2012-2015 et un produit sur les exercices 2017-2018).

Le graphique *infra* représente les résultats d'exploitation avant et après comptabilisation de la contribution à l'équilibre, ainsi que le niveau de celle-ci (le premier en valeur absolu, le second en taux) :

**Evolution des résultats d'exploitation et taux de marge
(avant et après contribution à l'équilibre, sur la période 2012-2018)**



A noter que le taux de marge sur la concession du Sy.MEG (ratio entre le résultat d'exploitation et le chiffre d'affaires) est compris entre -1% et 26% selon l'exercice considéré, et chute à des valeurs comprises entre 0% et 15% après intégration de la contribution à l'équilibre, soit près de 9% en moyenne (en métropole, les concessions Enedis ont un taux de marge de l'ordre de 10% en moyenne après intégration de la contribution à l'équilibre).

La concession du Sy.MEG est donc une concession tantôt plus rentable que la moyenne des concessions d'EDF-SEI (période 2012-2015, puisqu'elle est, contributrice à la péréquation sur cette période) et tantôt moins rentable que la moyenne des concessions sur les exercices 2017-2018, l'impact des cyclones IRMA et MARIA sur les charges d'exploitation expliquant ces rentabilités inférieures à la moyenne nationale.

A noter aussi que la rentabilité moyenne d'EDF-SEI (en moyenne près de 9% sur 2012-2018) est du même ordre de grandeur que celle d'Enedis en métropole (de l'ordre de 10%).

Le concept de calcul de la contribution à l'équilibre correspond à une démarche vertueuse car elle permet de mettre en évidence le surcout ou le gain par rapport à la moyenne nationale engendrés par l'environnement d'exploitation et l'effort du concessionnaire sur le territoire. Cependant ces deux termes (l'impact sur les dépenses de l'environnement d'exploitation et la performance du distributeur) ne sont pas dissociés. De même, tant qu'une faible partie des charges est native de la concession, cette grandeur (la contribution à l'équilibre) sera peu représentative de la réalité. Elle sera forcément lissée puisque les répartitions relèvent en grande partie proratas, comme explicité *supra*.

En synthèse sur les analyses des éléments financiers d'exploitation

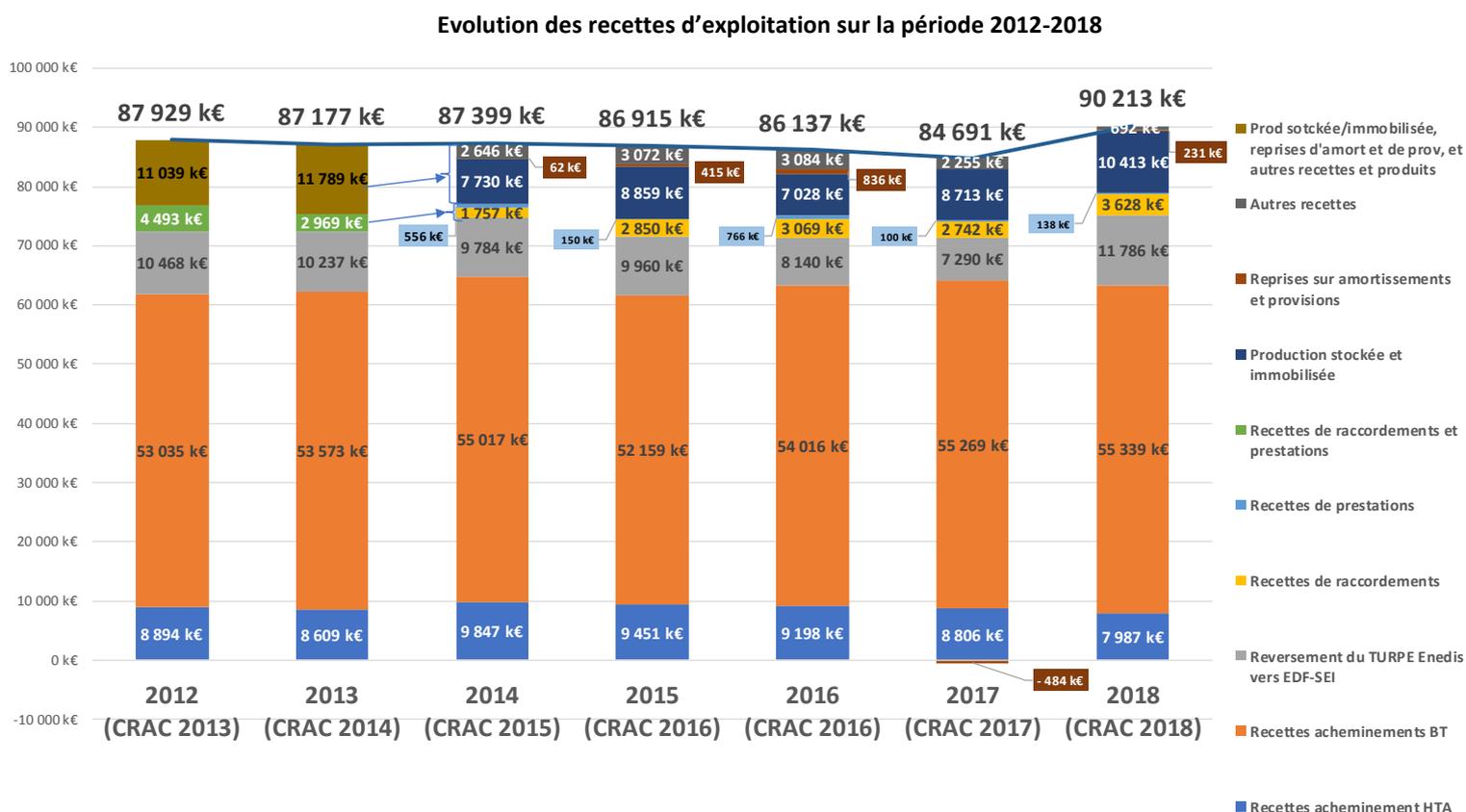
- La concession du Sy.MEG dépasse la rentabilité moyenne d'EDF-SEI sur la période 2012-2015 (contribution à l'équilibre versée sur la période 2012-2015 ;
- Cette contribution à l'équilibre « versée » peut représenter, selon l'année considérée, jusqu'à 11% du chiffre d'affaires ;
- Le montant de cette contribution à l'équilibre n'a pas été communiqué au concédant sur l'exercice 2016, et ce malgré plusieurs relances ;
- La concession du Sy.MEG a une rentabilité inférieure à la moyenne d'EDF-SEI sur les exercices 2017-2018 (contribution à l'équilibre « perçue » sur les exercices 2017-2018), l'impact des cyclones IRMA et MARIA sur les charges d'exploitation expliquant ces rentabilités moindres ;
- EDF-SEI n'étant pas une société « ad-hoc », mais une direction d'EDF, elle ne dispose pas de comptes dédiés, empêchant toute reconstitution de la contribution à l'équilibre ;
- Le niveau de rentabilité de la concession du Sy.MEG, après contribution à l'équilibre (de l'ordre de près de 9%) et du même ordre de grandeur qu'Enedis en métropole (de l'ordre de 10%).

2. Revue pluriannuelle analytique des charges et des produits d'exploitation (période 2012-2018)

L'objet de cette seconde partie sera d'effectuer une revue analytique des variations entre les exercices 2012 et 2018 des principaux postes de charges et produits d'exploitation, ainsi qu'un contrôle de cohérence sur l'exercice 2018 entre différents éléments (représentativité des éléments financiers, cohérence de la dotation aux amortissements et aux provisions pour renouvellement au regard du solde de l'actif immobilisé, ...).

2.1 Principales évolutions des postes de produits d'exploitation

Les évolutions des produits d'exploitation sur la période 2012-2018 sont décrites *infra* :

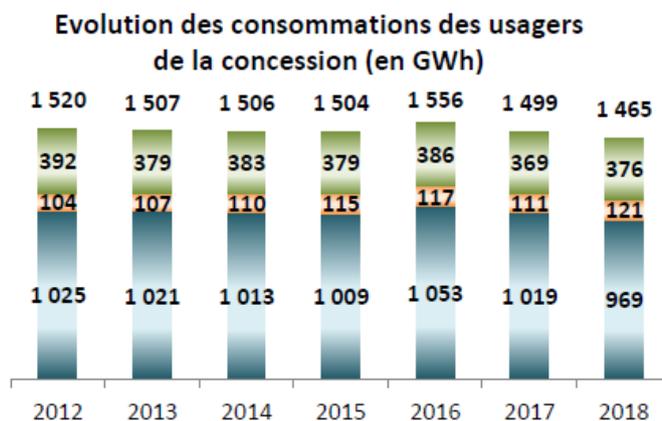


Recettes d'acheminement

Sur la période 2012 – 2018, **les recettes d'acheminement** (hors reversement TURPE d'Enedis à EDF-SEI) sont orientées globalement à la hausse mais cela occulte une succession de hausses et de baisses successives en fonction des années.

Ces variations s'expliquent par :

- Un **effet volume** orienté globalement en légère baisse sur la période 2012-2018 (-3,6%) et entre 2017 et 2018 (-2,3%) :



- Un **effet prix globalement inflationniste** notamment avec l'entrée en vigueur du TURPE 5 en 2018 :
 - Un premier mouvement tarifaire au 1er février 2018 se traduisant par une hausse de +0,7% pour les bleus résidentiels, +1,6% pour les bleus non résidentiels, +1,2% pour les tarifs bleus plus et +1,0% pour les tarifs verts ;
 - Un second mouvement tarifaire au 1er août 2018 se traduisant par une hausse de +0,5% pour les bleus résidentiels, +1,1% pour les bleus non résidentiels, -0,3% pour les tarifs bleus plus et -0,3% pour les tarifs verts.

Cette baisse s'explique par la conjugaison d'un effet volume défavorable (baisse de -2,2% des volumes acheminés entre 2017 et 2018) partiellement compensée par un effet prix favorable (hausse du TURPE). En effet, rappelons que 2018 a vu l'application de 2 évolutions du TURPE :

- Un premier mouvement tarifaire au 1er février 2018 se traduisant par une hausse de +0,7% pour les bleus résidentiels, +1,6% pour les bleus non résidentiels, +1,2% pour les tarifs bleus plus et +1,0% pour les tarifs verts ;
- Un second mouvement tarifaire au 1er août 2018 se traduisant par une hausse de +0,5% pour les bleus résidentiels, +1,1% pour les bleus non résidentiels, -0,3% pour les tarifs bleus plus et -0,3% pour les tarifs verts.

Également pour rappel, le 28 novembre 2012, le Conseil d'Etat avait annulé, avec effet différé au 1er juin 2013, la troisième version du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricités (TURPE 3) en vigueur depuis le 1er Août 2009, et demandé à la CRE de proposer un nouveau tarif d'utilisation des réseaux pour la période courant à compter du 1er Août 2009. Dans sa décision, le Conseil d'Etat remettait en cause la méthodologie de calcul retenue par la CRE pour la construction du tarif, s'agissant en particulier du calcul

du coût moyen pondéré du capital (CMPC) utilisé pour rémunérer la base d'actif régulé (BAR), sans remettre en cause, en soi, le niveau du tarif perçu par Enedis depuis le 1er Août 2009.

Suite à la concertation mise en place, un nouveau TURPE 3 « bis » destiné à s'appliquer rétroactivement pour la période de 1er Août 2009 au 31 juillet 2013 a été publié au Journal Officiel le 26 mai 2013. Ce nouveau tarif a conduit à déterminer un trop-perçu par Enedis de 40 M€ pour la période du 1er Août 2009 au 31 juillet 2013. Les grilles tarifaires en vigueur au 1er Août 2009, 2010, 2011 et 2012 ont été reconduites, ce qui a permis d'éviter un reversement sur les périodes passées, et celles relatives à la période du 1er juin 2013 au 31 juillet 2013 ont été indexées à la baisse à hauteur de 2,5% afin de permettre la restitution de ce trop-perçu. Ce tarif est fondé sur une couverture *ex-post* de la totalité des charges comptables engagées par Enedis augmentées d'une rémunération des capitaux propres.

La CRE a décidé de prolonger la structure tarifaire du TURPE 3 « bis » pour la période du 1er Août 2013 au 31 décembre 2013, et de différer l'entrée en vigueur du TURPE 4 au 1er janvier 2014, afin de poursuivre les travaux nécessaires à l'élaboration d'une méthodologie tarifaire tenant compte des motifs de la décision du Conseil d'Etat. Une nouvelle version du tarif dite TURPE 3 « ter » s'est traduit par une hausse de 2,1% par rapport au TURPE 3 « bis », représentant, après la baisse de 2,5% du 1er juin, une baisse de 0,4% par rapport au tarif TURPE 3 antérieur, soit la restitution d'un trop-perçu complémentaire de 22 M€.

Il a été constaté entre 2017 et 2018, une très forte augmentation du « **TURPE d'Enedis versé à EDF-SEI** » qui passe de 7 290 k€ en 2017 à 11 786 k€ en 2018 (+61%), et cela de façon non corrélée à la variation des recettes d'acheminement (en diminution de -1,2% entre 2017 et 2018).

Pour rappel, le reversement TURPE d'Enedis à EDF SEI est déterminé par la CRE à la maille de EDF-SEI en se basant sur l'écart entre les recettes d'acheminement effectives de SEI et les coûts exposés ; ce reversement est réparti par centre EDF à la clé acheminement (cf. *supra*).

Concernant le mécanisme, le TURPE est établi *a priori* pour une période de 4 ans (2013-2017 puis 2018-2021) ; les charges et les produits, les investissements sont établis à la maille de la direction d'EDF-SEI.

Lors du TURPE 4 puis du TURPE 5, il a été constaté un déficit de recettes qui a conduit la collectivité nationale au travers d'Enedis à reverser à EDF SEI un complément de TURPE :

Délibération CRE TURPE 4 du 13 décembre 2013 : « La base de coût unitaire d'EDF SEI étant supérieure à celle d'Enedis, ses charges prévisionnelles ne seront pas couvertes intégralement par les recettes qu'il percevra directement. EDF SEI ne bénéficiant pas du FPE (Fond de Péréquation de l'Electricité), l'écart prévisionnel correspondant devra être compensé par un reversement d'Enedis vers EDF SEI ». Ce complément est affecté à chaque Système Insulaire au *pro rata* des recettes d'acheminement.

Concernant cette hausse, aux dires du concessionnaire, « EDF SEI bénéficie depuis le 1^{er} janvier 2018 d'un versement annuel de la dotation qui lui est due, dans le cadre du Fond de péréquation de l'électricité (FPE). Son montant a été déterminé à partir de l'analyse de ses comptes par la CRE et est fixé globalement à 162,1 M€, hors projet de comptage évolué.

Ce montant est supérieur au reversement TURPE des années précédentes d'où l'augmentation constatée sur le compte d'exploitation SYMEG. »

Cette explication ne permet pas de comprendre dans le détail les explications de cette forte augmentation.

Il conviendrait d'interroger à nouveau EDF-SEI sur ce point.

Concernant les variations de autres postes de recettes sur la période 2012-2018, et notamment entre les deux derniers exercices, plusieurs interrogations subsistent suite à cette mission de contrôle, **EDF-SEI ayant apporté des réponses partielles suite aux questions complémentaires posées suite à l'audit sur site.**

En effet, EDF-SEI a partiellement répondu aux points suivants :

- Concernant la forte augmentation des recettes de raccordements (+886 k€, soit +32%) alors qu'une telle hausse n'est pas constatée dans les volumes de raccordement effectués en 2018 en comparaison de 2017, EDF-SEI a répondu que « l'augmentation des recettes de raccordement est principalement liée à la mise en place du nouveau barème de raccordement

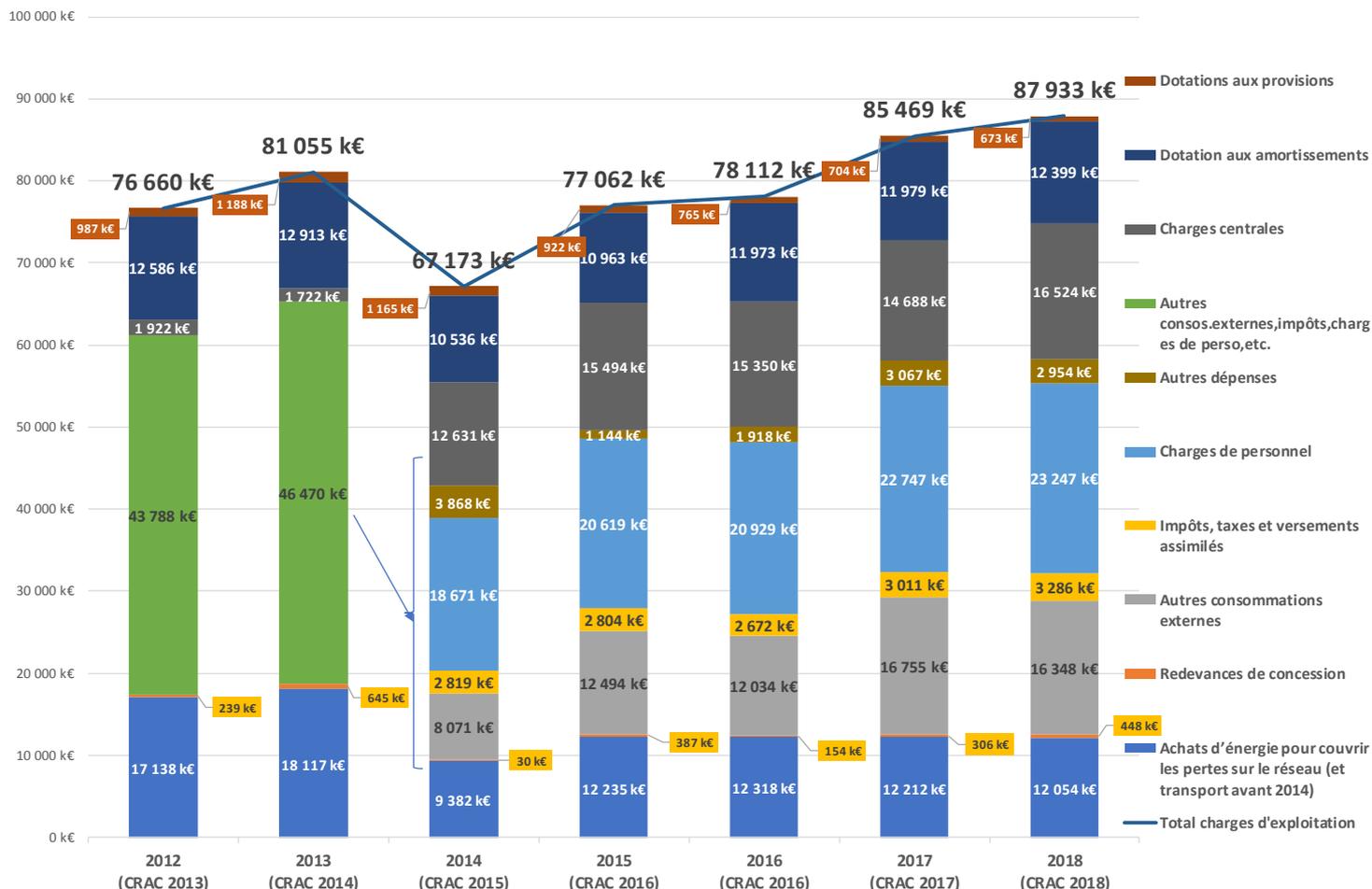
(présenté au Sy.MEG le 03/11/2016) et aux raccordements producteurs, par exemple le raccordement des éoliennes de Sainte-Rose. »

- Concernant les « autres recettes » négatives en 2018 (-1 247 k€), EDF-SEI a expliqué que « *les Autres Recettes en 2018 correspondent à la rétrocession au Réseau du CA Services et de la facturation de l'acheminement des producteurs autonomes* » ;
- Concernant les reprises sur amortissements et provisions négatives en 2017 (-484 k€ en 2017) alors qu'ils devraient être positifs comme la convention de signe utilisée pour les produits, EDF-SEI a répondu que « *Concernant l'évolution des reprises sur amortissements et provisions, une modification de paramétrage dans le système d'information gérant les immobilisations (IRIS) a généré un volume important de reprises de provision pour renouvellement en 2016 dont les ajustements ont été effectués dans les comptes 2017.* »
- Enfin, concernant la forte augmentation de la production stockée et immobilisée (+1,7 M€, +20% par rapport à 2017), bien plus forte que la hausse des investissements (+4% en 2018 par rapport à 2017) alors que, dans le même temps, les autres consommations externes sont en baisse (cf. *infra*), EDF-SEI a répondu que « *la production stockée immobilisée constitue une partie des investissements. Elle est complétée notamment par les achats externes. En conséquence, la variation de la production stockée immobilisée, entre 2017 et 2018, se retrouve au prorata de la répartition de cette dernière dans la variation totale des investissements* »."

2.2 Principales évolutions des postes de charges d'exploitation

Les évolutions des charges d'exploitation sur la période 2012-2018 sont décrites infra :

Evolution des charges d'exploitation sur la période 2012-2018



Concernant les variations de charges sur la période 2012-2018, et notamment entre les deux derniers exercices, plusieurs interrogations subsistent suite à cette mission de contrôle, **EDF-SEI ayant apporté des réponses partielles suite aux questions complémentaires posées suite à l'audit sur site.**

En effet, EDF-SEI a partiellement répondu aux points suivants :

- Les « autres consommations externes » se maintiennent à un niveau élevé malgré l'absence de crise en 2018 (16,3 M€ en 2018 VS 16,8 M€ en 2017). EDF SEI a indiqué lors de l'audit sur site que, « *Comme cela a été expliqué lors de la présentation du CRAC 2018, le 15 janvier 2020, les dépenses de remise en état du réseau, suite à l'événement climatique MARIA survenu en 2017, ont perduré en 2018. C'est la raison pour laquelle, le niveau des « autres consommations externes reste en 2018, élevé* » ;
- Concernant les "autres achats" qui sont de signe positif en 2017 (+174 k€) alors qu'ils devraient être négatifs comme la convention de signe utilisée pour les charges, EDF-SEI a indiqué que « *les Autres achats de sens opposé en 2017 correspondent aux reclassements en APCO des charges de MO IRMA passés au crédit sur un autre compte* » ;

- Concernant la forte augmentation des "achats de matériel" en 2018 par rapport à 2017, EDF-SEI a indiqué « *qu'une partie de cette augmentation est liée à la remise en état du réseau, suite à l'événement climatique MARIA survenu en 2017* » ;
- Concernant la forte diminution des "achats de travaux" en 2018 par rapport à 2017, EDF-SEI a indiqué que « *cette variation est liée à une forte augmentation de la consommation de stocks de matériels entre 2017 (2,7 M€) et 2018 (5,2 M€), du fait des travaux de consolidation MARIA, travaux de consolidation MARIA concernant bien la concession du Sy.MEG* » ;
- Concernant l'augmentation des charges de personnel en 2018, faisant déjà suite à une forte hausse en 2017, justifiées lors du précédent contrôle par l'effet « heures supplémentaires » liées à la gestion de la crise en 2017), EDF-SEI a justifié leur maintien à un niveau élevé en 2018 par « *les mêmes raisons que celles évoquées plus haut, les travaux de remise en état du réseau électrique suite à l'évènement climatique MARIA survenu en 2017 ont continué en 2018. Ces dépenses sont constituées entre autres choses de charges de personnel* » ;
- Concernant la hausse continue des « charges centrales » qui s'élevaient à 10,5 M€ en 2014 et atteignent 16,5 M€ en 2018, soit 16% du chiffre d'affaires, EDF-SEI a indiqué que « *cette question est en cours d'analyse avec la Direction Gestion Finance nationale* » ;
- Concernant les « autres dépenses » qui se maintiennent à un niveau élevé (3,0 M€) malgré l'absence de crise en 2018 (après avoir augmentées de +60% entre 2016 et 2017), EDF-SEI a indiqué que « *comme cela a été expliqué lors de la présentation du CRAC 2018, le 15 janvier 2020, les dépenses de remise en état du réseau, suite à l'évènement climatique MARIA survenu en 2017, ont perduré en 2018. C'est la raison pour laquelle, le niveau des « autres consommations externes reste en 2018, élevé* ».

De plus, il a été constaté que les montants de redevances de concession 2017 et 2018 présentés lors de la réunion d'audit sur site (306 k€ en 2017 et 405 k€ en 2018) différaient de ceux figurant dans le CRAC 2018 (432 k€ en 2017 et 448 k€ en 2018), cela impactant notamment le résultat d'exploitation de la concession.

Sur ce point, EDF-SEI a répondu « *qu'un changement de contrôleur de gestion était entre temps intervenu et que les montants des redevances de concession sont bien ceux figurant dans le CRAC. En effet, ils correspondent aux sommes versées pour la R1 et la RODP de l'année 2018 augmentées de la part RODP de 2017 de la ville de Basse-Terre (le titre n'avait pas été émis)* ».

En outre, de façon « macro », concernant l'analyse de la variation globale des charges d'exploitation sur période 2012-2018 :

- Une forte hausse des charges d'exploitation entre 2016 et 2017 (+9,4%), puis entre 2017 et 2018 (+2,9%), venant faire chuter la rentabilité de la concession (résultat d'exploitation de la concession pour la première fois en négatif depuis 2012), et notamment en raison de la forte augmentation des « autres consommations externes » et des « charges de personnel », s'expliquant vraisemblablement par l'impact des cyclones Irma et Maria de sept. 2017 dont l'impact est de l'ordre de 6,5 M€ en 2017 puis du même ordre de grandeur en 2018 (sans qu'EDF-SEI n'ait précisément confirmé ce montant malgré de multiples demandes) ;
- Une forte diminution du niveau moyen de la charge d'exploitation liée au transport. Avant 2014, en plus du coût des pertes sur les réseaux, cette charge intégrait la part HTB du TURPE ainsi que les pertes sur le réseau de transport, ce qui n'est plus le cas depuis 2015 ;
- Une explosion du niveau moyen des charges centrales, qui passent d'un niveau de l'ordre de 2 M€ chaque année en moyenne sur 2012 et 2013 à un niveau de l'ordre de 15 M€ chaque année sur la période 2014-2018 : une part des « autres consommations externes » semble avoir été ventilée dans les « charges centrales » depuis 2014, cela ne pouvant tout expliquer.

3. Synthèse et conclusions

Méthodes d'affectation

Une évolution significative des informations financières depuis 2012 et des affectations à la maille concession

Il a été constaté une amélioration significative dans la présentation de l'équilibre économique de la concession ces dernières années, avec notamment la transmission du détail des « autres consommations externes ». Cependant, le degré de détail reste encore insuffisant sur le plan des charges d'exploitation opérationnelles (aucun détail sur les charges de personnel par exemple).

Sur le plan des affectations, aujourd'hui, EDF-SEI affecte sur la concession du Sy.MEG 83% des recettes directement à la maille concession. Sont directement affectées toutes les recettes d'acheminement les recettes de prestations, les recettes de raccordement (directement affectées depuis 2015).

En revanche seulement 14% des postes de charges sont concernées par une affectation directe à la maille concession, ce qui est bien insuffisant pour fournir une image financière représentative, mais avec une tendance à l'amélioration.

La principale évolution sur le CRAC 2015 concernait l'affectation directe de la fiscalité locale et des recettes de raccordement. En outre, depuis le CRAC 2016, les autres consommations externes font désormais l'objet d'une présentation détaillée en 6 sous-rubriques.

A noter toutefois que lorsque les charges de ces différentes sous-rubriques concernent spécifiquement les fonctions centrales (frais au niveau du siège d'EDF, charges nationales, ...), elles sont réaffectées dans la rubrique « charges centrales ».

A noter qu'en métropole, depuis 2016, Enedis distingue dans le CRAC les dotations aux amortissements selon que ces dotations concernent l'amortissement du financement du concessionnaire ou l'amortissement du financement du concédant.

De façon symétrique, les reprises d'amortissements et de provisions pour renouvellement sont distinguées selon qu'elles concernent l'amortissement ou les provisions pour renouvellement mais aussi selon l'origine de financement des ouvrages concernés.

Cela pourrait être une évolution dans le prochain CRAC relatif à l'exercice 2019.

En conséquence, l'image de l'équilibre économique fournie par le CRAC pour la concession est insuffisamment représentative de la réalité.

La plupart des charges (84%) étant réparties par clés, il est en cohérence avec le schéma économique moyen national, ne reflétant pas l'impact de l'environnement local d'exploitation.

Ainsi l'équilibre économique est « lissé » au regard des réalités n'apportant aucune perception de l'effort relatif du concessionnaire sur la concession.

La majorité des données financières de charges présentées dans le compte d'exploitation, résultant d'une affectation par clé, ne reflètent donc pas l'activité réelle du concessionnaire sur le territoire.

Le taux de marge sur la concession du Sy.MEG (ratio entre le résultat d'exploitation et le chiffre d'affaires) est compris entre -1% et 26% selon l'exercice considéré, et chute à des valeurs comprises entre 0% et 15% après intégration de la contribution à l'équilibre, soit près de 9% en moyenne (en métropole, les concessions Enedis ont un taux de marge de l'ordre de 10% en moyenne après intégration de la contribution à l'équilibre).

La concession du Sy.MEG est donc une concession tantôt plus rentable que la moyenne des concessions d'EDF-SEI (période 2012-2015, puisqu'elle est, contributrice à la péréquation sur cette période) et tantôt moins rentable que la moyenne des concessions sur les exercices 2017-2018, l'impact des cyclones IRMA et MARIA sur les charges d'exploitation expliquant ces rentabilités inférieures à la moyenne nationale.

A noter aussi que la rentabilité moyenne d'EDF-SEI (en moyenne près de 9% sur 2012-2018) est du même ordre de grandeur que celle d'Enedis en métropole (de l'ordre de 10%).

Une revue analytique des principales variations sur la période 2012-2018 qui pose de nombreuses questions

- De nombreux points posent encore question suite à cet audit portant sur l'exercice 2018, notamment concernant des variations de charges et de produits d'exploitation non clairement expliquées entre 2017 et 2018.
Sur quelques points posant question, EDF-SEI a répondu par sa réponse complémentaire à l'audit sur site, que ces éléments n'avaient « pas encore été analysés » ;
- En outre, de façon « macro », concernant l'analyse de la variation globale des charges d'exploitation sur période 2012-2018 :
 - Une forte hausse des charges d'exploitation entre 2016 et 2017 (+9,4%), puis entre 2017 et 2018 (+2,9%), venant faire chuter la rentabilité de la concession (résultat d'exploitation de la concession pour la première fois en négatif depuis 2012), et notamment en raison de la forte augmentation des « autres consommations externes » et des « charges de personnel », s'expliquant vraisemblablement par l'impact des cyclones Irma et Maria de sept. 2017 dont l'impact est de l'ordre de 6,5 M€ en 2017 puis du même ordre de grandeur en 2018 (sans qu'EDF-SEI n'ait précisément confirmé ce montant malgré de multiples demandes) ;
 - Une forte diminution du niveau moyen de la charge d'exploitation liée au transport. Avant 2014, en plus du coût des pertes sur les réseaux, cette charge intégrait la part HTB du TURPE ainsi que les pertes sur le réseau de transport, ce qui n'est plus le cas depuis 2015 ;
 - Une explosion du niveau moyen des charges centrales, qui passent d'un niveau de l'ordre de 2 M€ chaque année en moyenne sur 2012 et 2013 à un niveau de l'ordre de 15 M€ chaque année sur la période 2014-2018 : une part des « autres consommations externes » semble avoir été ventilée dans les « charges centrales » depuis 2014, cela ne pouvant tout expliquer.

Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe



Analyse de la fiabilité des données techniques

Exercice 2018

Mai 2020

Sommaire

Sommaire	2
Introduction	3
Evaluation de la fiabilité de la description des ouvrages	4
1.1 Méthodologie du contrôle.....	4
1.2 Résultats obtenus	6
Conclusion	13

Introduction

Les exigences liées à la qualité de tension d'alimentation sont précisées par les arrêtés d'application du décret du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité. Celles-ci s'appuient sur la norme EN 50 160 pour définir la plage réglementaire d'alimentation en basse tension à [90% ; 110%] de la tension nominale, contre [90% ; 106%] précédemment. Un usager est considéré comme mal alimenté si sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, sort une fois dans l'année de cette plage réglementaire.

Face à l'impossibilité pratique d'assurer un suivi de la tenue de tension à partir de mesures sur chaque point de livraison, le nombre d'utilisateurs BT mal alimentés (CMA) est estimé *via* l'outil Système d'Information Géographique (SIG). Anciennement appelé GDO-BT, cet outil évalue la tenue de tension sur les réseaux basse tension en s'appuyant sur :

- Une description fine du réseau ;
- Un modèle statistique d'estimation de charge électrique ;
- Un modèle de calcul d'état électrique, intégrant notamment les réglages de tension au niveau des transformateurs HTB/HTA du Poste Source (régleur en charge) et des transformateurs HTA/BT (prise à vide).

L'analyse souhaitée par le SyMEG consiste à vérifier la fiabilité de la description cartographique du réseau par le concessionnaire, ainsi que la fiabilité du rattachement des usagers basse tension par rapport à leur Point De Livraison (PDL) réel sur le réseau.

Pour cela, un échantillon de 10 postes HTA/BT a été sélectionné en accord avec le Sy.MEG. Les équipes d'EDF SEI et du Syndicat nous ont accompagnés une journée pour visiter les 10 postes HTA/BT de l'échantillon. Les incohérences observées et détaillées dans ce rapport ont également été notées par les équipes d'EDF sur site. Concrètement, les points suivants ont été traités :

- La correspondance des positions des ouvrages de la cartographie à l'échelle 1/2 000^{ème} par rapport à leur situation réelle sur le terrain ;
- La conformité de la constitution et des longueurs de réseau dans la cartographie du concessionnaire et leurs mises à jour ;
- La correspondance entre le nombre de rattachements des usagers basse tension dans la base SIG par rapport aux PDL réels sur le réseau ;
- Les éventuels points d'exploitation et/ou de sécurité remontés à travers les observations sur le terrain.

Evaluation de la fiabilité de la description des ouvrages

Afin d'apprécier la fiabilité des plans cartographiques, le Sy.MEG a souhaité effectuer des contrôles sur le terrain. L'objectif est de vérifier la fiabilité de la cartographie du concessionnaire concernant les postes HTA/BT ainsi que la fiabilité du rattachement des usagers basse tension par rapport à leurs points de livraison (PDL) réels sur le réseau. Les points suivants ont été vérifiés :

- La correspondance de la nature des ouvrages et de leur position sur la cartographie à l'échelle 1/2 000^{ème} par rapport à leur situation exacte sur le terrain ;
- La correspondance entre le nombre de rattachements des usagers basse tension dans la base SIG par rapport à leurs nombres réels sur le réseau.

Un échantillon de 10 postes HTA/BT répartis sur 3 communes de la concession (le Moule, Petit-Canal et Port-Louis) a ainsi été sélectionné. Sur cet échantillon, le concessionnaire a fourni une copie des éléments suivants :

- Les plans cartographiques des réseaux BT issus de ces postes (avec fond de plan) ;
- Les fiches de l'état électrique de ces postes avec les dipôles correspondants ;
- Les fiches de raccordements indiquant l'emplacement des usagers.

1.1 Méthodologie du contrôle

1.1.1 Analyse

Les éléments collectés durant les visites des postes de transformation ont été assemblés et retraités afin d'obtenir une vision globale des cohérences entre le terrain et les données des outils du concessionnaire.

Les écarts sont calculés de deux manières différentes. Les écarts relatifs sont calculés comme la somme des écarts entre le terrain et le SIG, qu'ils soient positifs ou négatifs. Ainsi, des compensations importantes peuvent avoir lieu au sein d'un écart global faible.

Alors, afin de faire ressortir les éventuelles compensations, l'écart absolu est également calculé comme étant la somme des écarts en valeur absolue, ce qui permet de faire abstraction du signe positif ou négatif d'un écart.

1.1.2 Incertitudes et approximation effectuées

Les mesures de longueur effectuées ne relevant pas de la métrologie de précision, il est convenu que les faibles écarts entre les mesures sur le terrain et les informations de la base SIG seront considérés comme nuls. Pour les linéaires supérieurs à 100 m, les écarts inférieurs à 10% ne seront pas comptés. Les faibles écarts de 0 à 5 m n'ont été pris en compte que pour les linéaires de moins de 20 m.

Il est à noter que ces mesures ne tiennent pas compte de la flèche. En outre, les longueurs des remontées entre le disjoncteur et le transformateur n'ont pu être mesurées et ont été fixées à 7 mètres.

De façon à faciliter l'analyse statistique les rattachements non observables seront considérés comme conformes à la base SIG, puisqu'aucune observation affirmant le contraire n'est possible.

1.1.3 Localisation de la sélection

Afin de limiter les distances entre les différents postes HTA/BT, il a été décidé de sélectionner ces 10 postes sur deux zones distinctes. La répartition des postes visités par commune est présentée dans le tableau suivant.

Commune	Nombre de postes visités
Le Moule	3
Petit-Canal	5
Port-Louis	2
Total général	10

Les 10 postes visités sont donc les suivants. La numérotation affichée *infra* sera utilisée pour toute la suite du rapport. Cet échantillon présente ainsi un total de 3,1 km de réseau pour 53 usagers, informations inscrites dans la base technique du concessionnaire et qui ont été auditées sur le terrain. Pour certains postes, seuls certains départs ont été visités.

Les informations analysées *infra* sont donc limités aux départs visités.

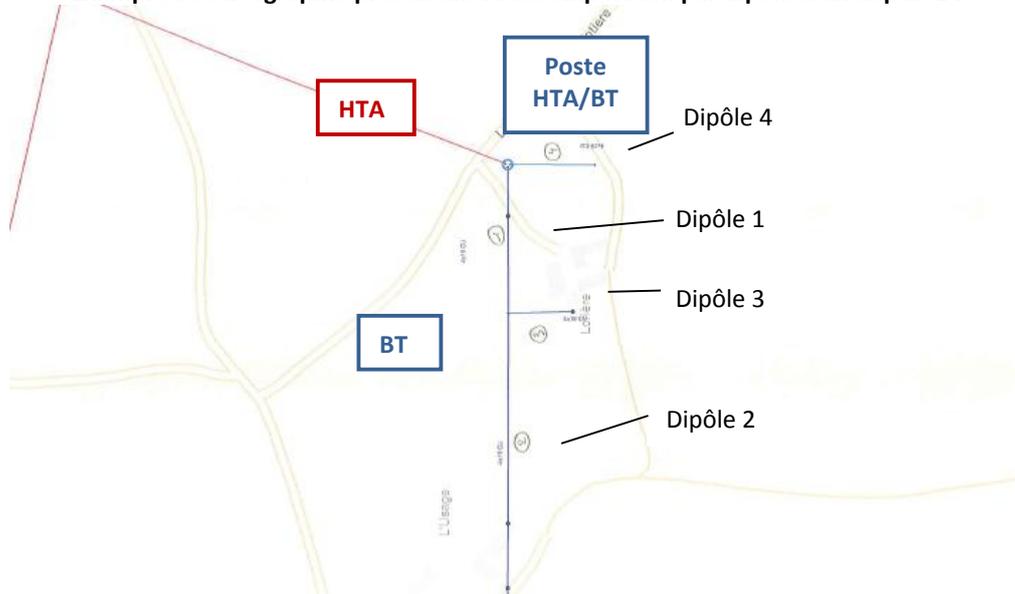
Echantillon	N°INSEE	Nom de la commune	Poste source	Départ HTA	Nom du poste HTA/BT	Nb d'usagers SIG	Longueur SIG (m)
1	97117	Le Moule	Blanchet	JABRUN	BORIES	4	259 m
2	97117	Le Moule	Blanchet	MOULE	RESERVE D'AUDOIN	7	281 m
3	97117	Le Moule	Gardel	RICHEP	SCHALVICK	6	673 m
4	97119	Petit-Canal	Blanchet	BLANCH	LOT. VERMONT	3	113 m
5	97119	Petit-Canal	Blanchet	BLANCH	BERNARD	3	411 m
6	97119	Petit-Canal	Blanchet	PT-CAN	GODET	4	523 m
7	97119	Petit-Canal	Blanchet	BLANCH	CHABERT	4	129 m
8	97119	Petit-Canal	Blanchet	BLANCH	FLAMBOYANT	4	295 m
9	97122	Port-Louis	Blanchet	BLANCH	BELORGNE	11	295 m
10	97122	Port-Louis	Blanchet	PT-CAN	LALANNE	7	211 m

1.2 Résultats obtenus

1.2.1 Contrôle de la bonne description cartographique

En préambule, les départs BT sont fractionnés en dipôles qui correspondent aux tronçons homogènes au regard de leur constitution et de leur date de pose. Cette décomposition prend également en compte l'arborescence du réseau.

Exemple de cartographie présentant la décomposition par dipôle d'un départ BT



La constitution des ouvrages BT est définie par :

- Le type de réseau (aérien nu, torsadé, souterrain) ;
- La section du câble ;
- La nature du métal conducteur.

Ces deux derniers éléments sont pris en compte dans le calcul de la résistivité des lignes, ce qui impacte le calcul des chutes de tension.

Pour information, la résistivité linéique (résistance par mètre) des lignes est définie par le rapport entre la résistivité du matériau (2 fois supérieure pour l'Almélec que pour le cuivre) et la section. Ainsi, au sens des chutes de tension, une ligne en cuivre aura le même comportement qu'une ligne en Almélec de section 2 fois plus importante.

En outre, des points concernant la vétusté ainsi que la correcte exploitation des réseaux ont été pointés durant la visite sur site.

1.2.2 Longueurs de réseaux

Les 10 postes étudiés (hors départs BT non mesurés) rassemblent un total de 3 190 m de réseaux BT selon le SIG, soit une moyenne de 319 m par poste.

Sur le terrain, la mesure a été réalisée à l'aide d'une roue d'arpenteur, ne tenant pas compte de la flèche de la ligne. Les remontées en sortie du transformateur ont été arbitrairement estimées à 7 m. Les faibles écarts n'ont pas été pris en compte, la mesure étant approximative du fait du manque de précision de la mesure terrain. En outre, les portions non mesurées sont considérées comme justes. Cependant, cette limite dans la justesse de la mesure ne doit pas occulter les écarts importants constatés sur certains postes.

Le tableau suivant récapitule les longueurs mesurées pour chaque poste visité :

Echantillon	N°INSEE	Nom de la commune	Poste source	Nom du poste HTA/BT	Longueur SIG (m)	Longueur terrain (m)	Ecart (m)
1	97117	Le Moule	Blanchet	BORIES	259	257	2
2	97117	Le Moule	Blanchet	RESERVE D'AUDOIN	281	255	26
3	97117	Le Moule	Gardel	SCHALVICK	673	707	-34
4	97119	Petit-Canal	Blanchet	LOT. VERMONT	113	131	-18
5	97119	Petit-Canal	Blanchet	BERNARD	411	489	-78
6	97119	Petit-Canal	Blanchet	GODET	523	563	-40
7	97119	Petit-Canal	Blanchet	CHABERT	129	118	11
8	97119	Petit-Canal	Blanchet	FLAMBOYANT	295	309	-14
9	97122	Port-Louis	Blanchet	BELORGNE	295	309	-14
10	97122	Port-Louis	Blanchet	LALANNE	211	192	19
Total					3190	3330	-140

Ainsi, sur les 10 postes visités, deux présentent des écarts supérieurs ou égaux à 35 m (en valeur absolu), les deux fois dans le sens d'une longueur mesurée supérieure à la longueur du SIG. En cumulé, les longueurs mesurées sont légèrement supérieures à celles renseignées dans le SIG ; l'écart s'établit à 140 m **soit une erreur de 4,4%**.

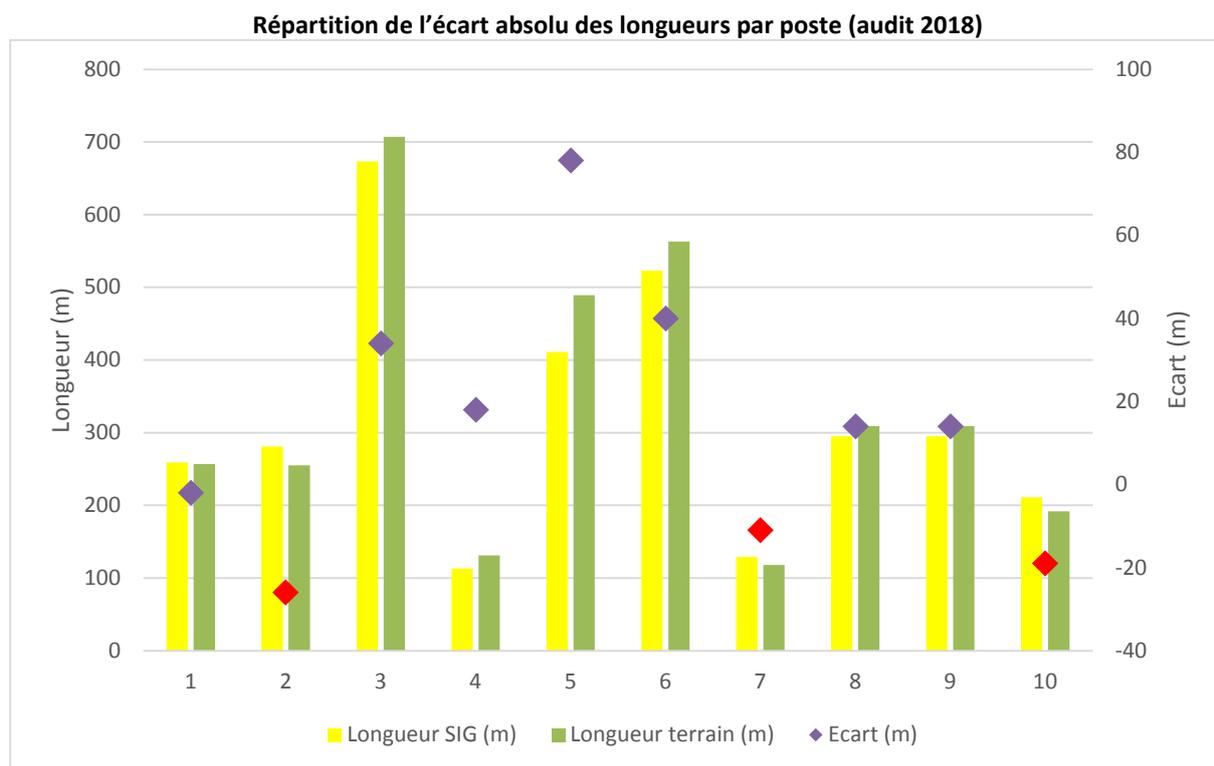
Le tableau suivant présente les résultats sur les audits précédents :

- Les longueurs sur le terrain sont donc supérieures à celles inscrites dans le SIG. A titre de comparaison, les visites de 2014 et de 2015 ont fait état d'écarts respectivement à 10,6% et 4,3% de longueurs manquantes dans le SIG.

Année de la visite	Nombre de postes visités	Longueur SIG	Longueur terrain	Linéaire rattaché à un autre poste	Ecart à périmètre constant	Ecart relatif à périmètre constant
2014	20	10 024 m	11 086 m	0 m	1 062 m	10,6%
2015	29	10 054 m	11 151 m	664 m	433 m	4,3%
2016	24	9 918 m	9 814 m	213 m	-317 m	-3,2%
2018	10	3 190 m	3 330 m	0 m	140 m	4,4%
Total	83	33 186 m	35 381 m	877 m	1 179 m	3,6%

- Sur la base des 83 postes visitées depuis 2014, le biais constaté s'établit donc à 3,6% de longueurs manquantes dans le SIG par rapport aux mesures terrain. Depuis 2014, l'écart se réduit ce qui traduit les efforts du concessionnaire pour mettre à jour le SIG en fonction des retours terrain.

La répartition des écarts absolus par poste est présentée sur le graphique suivant.



Ainsi, sur les 10 postes visités, 2 présentent des écarts particulièrement importants :

- Le poste BERNARD (n°5) sur la commune du PETIT-CANAL présente **un écart absolu de 78 m** pour 411 m décrit dans le SIG. Le SIG décrit un **dipôle de 411 m de BT, mais sur le terrain il s'agit de dipôles qui mesurent au total plus de 489 m**. Ce poste nécessite une mise à jour du SIG ;
- Le poste GODET (n°6) présente **un écart absolu de 40 m** pour 523 m décrit dans le SIG. Le SIG décrit un **départ de 523 m de BT, mais sur le terrain il s'agit de dipôles qui mesurent au total 563 m**. Ce poste nécessite une mise à jour du SIG ;

1.2.3 Rattachement des usagers

Le nombre d'usagers total sur l'échantillon s'élève à 253 selon le SIG (hors départs BT non audités).

Le tableau suivant récapitule le nombre d'usagers constaté pour chaque poste de la sélection :

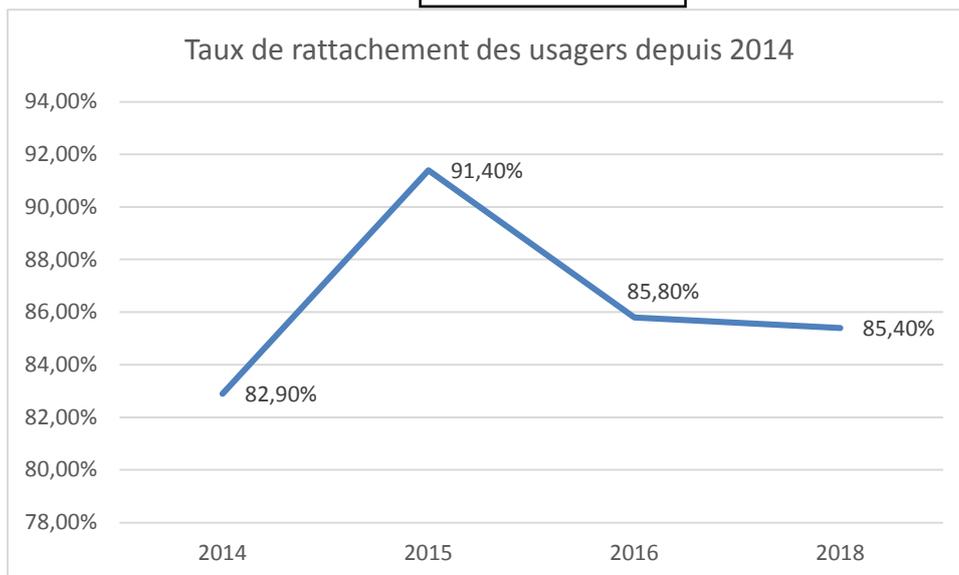
Echantillon	N°INSEE	Nom de la commune	Poste source	Nom du poste HTA/BT	Nb usager rattachés SIG	Nb usager rattachés terrain	Ecart nb d'usager	Taux de rattachement
1	97117	Le Moule	Blanchet	BORIES	4	5	1	80%
3	97117	Le Moule	Blanchet	RESERVE D'AUDOIN	7	7	0	100%
4	97117	Le Moule	Gardel	SCHALVICK	6	7	1	86%
5	97119	Petit-Canal	Blanchet	LOT. VERMONT	3	3	0	100%
6	97119	Petit-Canal	Blanchet	BERNARD	3	3	0	100%
7	97119	Petit-Canal	Blanchet	GODET	4	5	1	80%
8	97119	Petit-Canal	Blanchet	CHABERT	4	4	0	100%
9	97119	Petit-Canal	Blanchet	FLAMBOYANT	4	8	4	50%
11	97122	Port-Louis	Blanchet	BELORGNE	11	13	2	85%
12	97122	Port-Louis	Blanchet	LALANNE	7	7	0	100%
total					53	62	9	85,5%

Ainsi sur les 10 postes visités, 5 présentent des écarts sur le nombre d'usagers. Au total, 62 usagers ont été constatés sur le terrain soit 9 de plus que ce qu'indique le SIG, impliquant un taux de rattachement de 85,4%.

En récapitulant les résultats des trois dernières visites, les taux de rattachement sont relativement cohérents, avec une moyenne s'établissant à 86,3% de rattachement seulement sur le SIG.

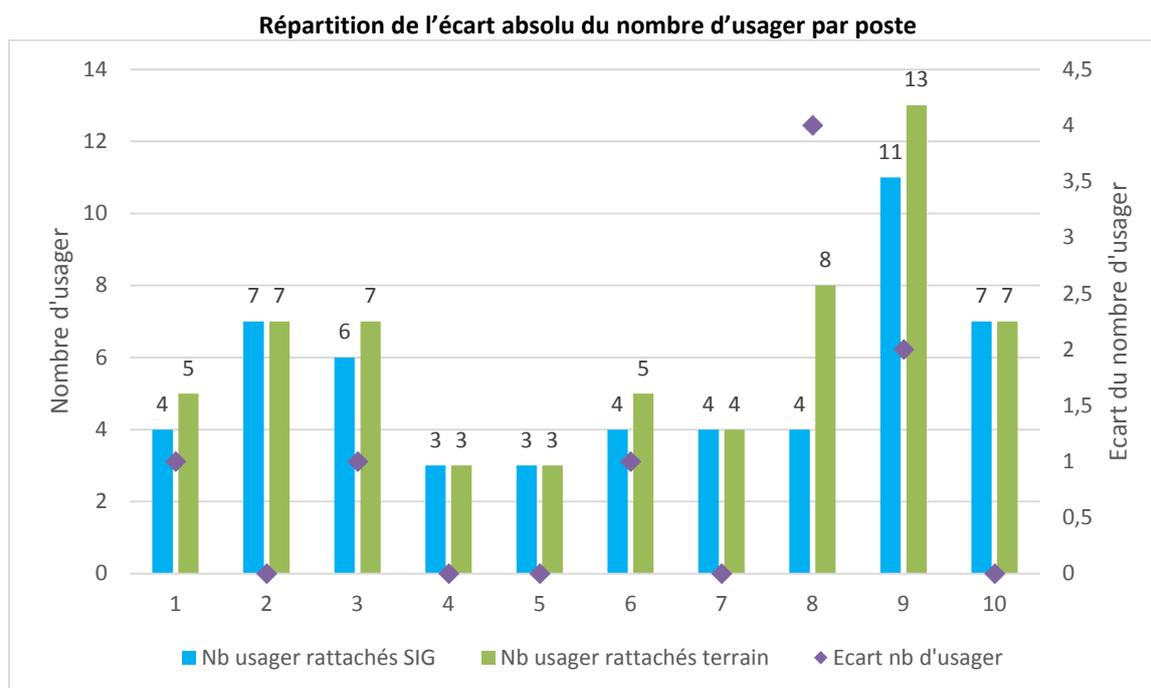
Année de la visite	Nombre de postes visités	Nombre d'usager rattachés SIG	Nombre d'usager rattachés terrain	dont usager rattaché à un autre poste	Taux de rattachement à périmètre constant
2014	20	277	334	0	82,9%
2015	29	382	461	43	91,4%
2016	24	253	320	25	85,8%
2018	10	53	62	0	85,4%
Total	83	965	1177	68	86,3%

Le graphique suivant présente l'évolution du taux de rattachement calculé sur les trois dernières visites.



Le taux de rattachement en 2018 s'établit à 85,4% il reste stable par rapport à la dernière visite de 2016.

Le graphique suivant présente les écarts par poste de l'échantillon.



Ainsi, sur les 10 postes visités, 2 présentent des écarts particulièrement importants :

- Le poste FLAMBLOYANT (n°8) situé sur la commune de PETIT-CANAL présente **un écart de 4 usagers**. Le SIG décrit 4 usagers, **mais sur le terrain 8 usagers sont raccordés au poste HTA/BT**. Ce poste nécessite une mise à jour du SIG ;
- Le poste BELORGNE (n°9) situé sur la commune de Port louis présente **un écart de 2 usagers**. **Le SIG décrit 11 usagers mais sur le terrain, 13 usagers sont raccordés au poste HTA/BT**. Ce poste nécessite une mise à jour du SIG ;

Le concessionnaire doit rattacher dans son SIG tout usager souscrivant un contrat. La base clientèle du concessionnaire recense ainsi 217 497 contrats BT et HTA sur la concession à fin 2018. La suite présente le niveau de cohérence de cette base clientèle avec la base technique ;

Cependant, il convient de rappeler que certains usagers sont raccordés au réseau, notamment via des branchements sauvages, sans souscrire de contrat. Ils ne payent donc pas leur consommation électrique et contribue aux pertes non techniques. Ces derniers n'ont pas vocation à être rattachés dans le SIG avant leur régularisation.

Le tableau suivant propose une comparaison des données clientèles et techniques pour un suivi estimatif du taux de rattachement global sur l'ensemble de la concession.

Il fait apparaître un écart important sur les usagers Bleu+ et HTA :

Base technique	Nombre d'usagers BT < 36 kVA	Nombre d'usagers BT > 36 kVA	Nombre d'usagers HTA	Nombre total
Fichier Etqual 03	196 175	243		
Fichier ETRES 06	211 856	210	430	212 496
Base clientèle	Tarif bleu	Tarif bleu plus	Tarif vert	
Nombre de contrat	217 497	1 081	542	219 120
Taux de rattachement estimé (ETRES 06 /clientèle)	97,4%	19,4%	79,3%	96,9%

Le tableau suivant présente les taux de rattachements des communes.

Taux de rattachements des communes du SyMEG en 2018

Commune	Nombre usager base technique 2018	Nombre usager base clientèle 2018	Taux de rattachement 2018
Terre-de-Bas	589	643	91,6%
Saint-Louis	1 669	1 813	92,1%
Capesterre-de-Marie-Galante	1 766	1 908	92,6%
Grand-Bourg	3 299	3 550	92,9%
Lamentin	8 028	8 399	95,6%
Terre-de-Haut	1 114	1 164	95,7%
Anse-Bertrand	2 388	2 495	95,7%
Port-Louis	2 996	3 118	96,1%
Vieux-Habitants	3 778	3 925	96,3%
Goyave	3 517	3 652	96,3%
La Désirade	977	1 012	96,5%
Petit-Canal	3 636	3 764	96,6%
Capesterre-Belle-Eau	8 881	9 192	96,6%
Bouillante	3 643	3 765	96,8%
Le Gosier	15 664	16 182	96,8%
Saint-François	9 609	9 925	96,8%
Morne-à-l'Eau	8 701	8 984	96,8%
Le Moule	11 533	11 904	96,9%

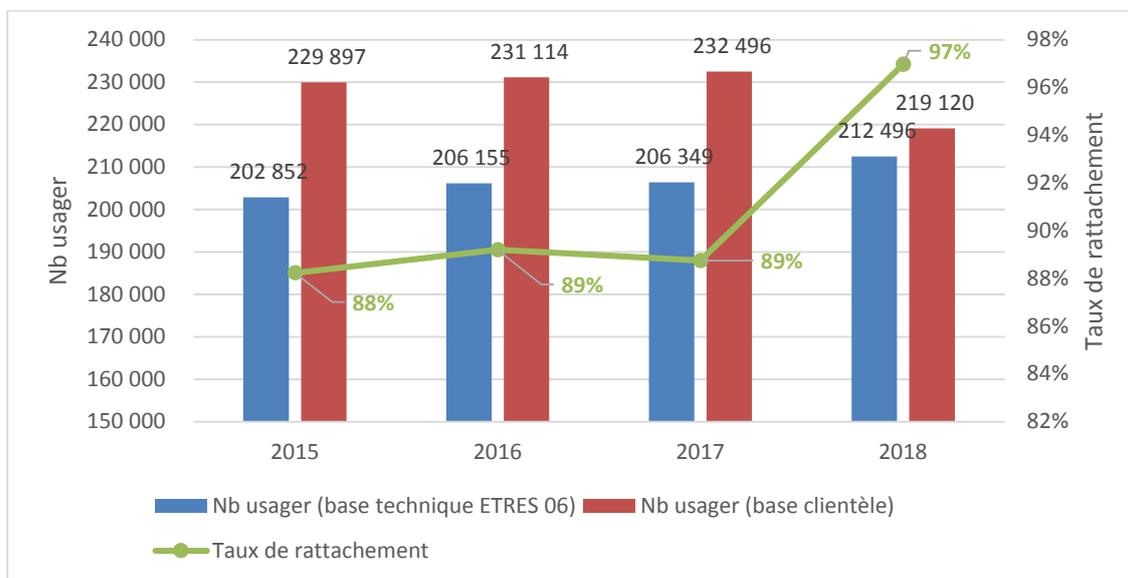
Deshaies	2 275	2 347	96,9%
Baillif	2 781	2 868	97,0%
Pointe-à -Pitre	11 647	12 003	97,0%
Petit-Bourg	11 655	12 006	97,1%
Sainte-Anne	11 771	12 117	97,1%
Gourbeyre	3 952	4 064	97,2%
Baie-Mahault	17 317	17 763	97,5%
Basse-Terre	6 585	6 739	97,7%
Les Abymes	29 932	30 631	97,7%
Saint-Claude	5 075	5 190	97,8%
Sainte-Rose	9 155	9 360	97,8%
Pointe-Noire	3 422	3 473	98,5%
Trois-Rivières	4 327	4 369	99,0%
Vieux-Fort	814	795	102,4%
Total	212 496	219 120	97,0%

L'analyse par commune montre que :

- Le taux de rattachement est de 97,0%
Les 3 communes avec les taux de rattachement les plus faibles sont Terre-de-bas, Saint-Louis et Capesterre de Marie Galante.

Le graphique suivant présente l'évolution du taux de rattachement du SyMEG depuis 2015.

Evolutions du taux de rattachements du SyMEG entre 2015 et 2018



On peut souligner les points positifs suivants :

- Une forte amélioration du taux de rattachement en 2018 avec une hausse de +8 points entre 2017 et 2018 ;**
- Un taux proche de celui constaté en métropole ;

Conclusion

Le Sy.MEG a souhaité examiner les informations contenues dans le SIG, notamment concernant la constitution et le positionnement des ouvrages sur le terrain, les longueurs de réseau et le bon rattachement des usagers dans la base SIG.

Rappelons que la fiabilité des indicateurs de la tenue en tension est basée non seulement sur la bonne transcription des caractéristiques électriques des réseaux dans la base technique mais aussi sur les informations de la base clientèle (emplacement du rattachement, type de contrat, consommation relevée).

Concernant les longueurs de réseaux, l'écart constaté sur l'échantillon est relativement faible (de l'ordre de 4%). Cependant, les taux de clients rattachés constatés **s'établissent à 85% lors de cette visite, ce qui est faible.**

Le taux global de clients rattachés fournis par le concessionnaire s'établit à près de 97% soit un taux proche de celui constaté en métropole de 99%. **Il est important de souligner que cet indicateur est en forte amélioration**, en effet il s'établissait à 88% entre 2015 et 2017, et en 4 ans il a augmenté de plus de 8 points.

Les projets et les efforts du concessionnaire sont ainsi visibles à travers notamment ce résultat même si, l'audit sur le terrain n'a pas confirmé ce gain de fiabilité du SIG. (Taux stable à 85% sur l'échantillon audité).

Il est tout de même important de souligner que ce taux est très faible pour les usagers BT de puissance supérieure à 36 kVA (19%). Ce constat est fortement préjudiciable à la juste détermination des besoins en renforcement, puisque ces usagers appellent en moyenne une puissance bien supérieure aux tarifs bleu sur la concession.

Ces constats indiquent donc que la base SIG comporte une cohérence qui s'est fortement améliorée dans la description physique des ouvrages, même s'il reste encore un peu de marge de progrès possible, atteignable selon la dynamique actuelle sur le sujet.

Le concessionnaire doit donc maintenir ses efforts, et poursuivre ses travaux sur le stock maintenant que le flux est sous contrôle.

En complément, il serait opportun que les CRAC présentent un suivi de ces types d'indicateurs.